



UNIVERSITÀ DI PISA



SCUOLA DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
A.A.2014/2015

Tesi di Laurea Magistrale:

RECENTI SVILUPPI NORMATIVI IN MATERIA DI
REGOLAZIONE PRIMARIA ED ONERI DI
SBILANCIAMENTO PER LE FONTI NON PROGRAMMABILI

Relatori

Prof. Davide POLI _____

Prof. Paolo PELACCHI _____

Pisa, lì _____

Allievo

Rocco Campagna

Alla mia famiglia,

per essere stati un costante sostegno

durante questo

lungo e intenso percorso.

INDICE

1.	INTRODUZIONE.....	1
2.	SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA.....	3
2.1.	SIMBOLOGIA ADOTTATA.....	3
2.2.	DEFINIZIONI.....	4
2.3.	GENERALITA'	7
2.4.	CARATTERISTICHE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA.....	10
2.4.1.	Obblighi di Fornitura.....	10
2.4.2.	Requisiti Funzionali.....	12
2.4.3.	Riserva Primaria.....	12
2.4.4.	Modalità di Fornitura del Servizio in Condizioni Normali.....	13
2.4.5.	Modalità di Fornitura del Serv. in Condizioni di Emergenza...	13
2.4.6.	Grado di Statismo.....	14
2.4.7.	Prescrizioni ENTSO-E per la Reg. Primaria di Frequenza.....	15
3.	VALORIZZAZIONE DEL CONTRIBUTO ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA.....	17
3.1.	ESTENSIONE DELL'OBBLIGO DI FORNITURA DEL SERV. DI REG. PRIM...	22
4.	PROPOSTA DI MISURAZIONE DEL CONTRIBUTO DI REG. PRIMARIA.....	23
5.	SPECIFICHE TECNICHE PER LA VALORIZZAZIONE DEL SERV. DI REG. PRIM...	26
5.1.	DESCRIZIONE GENERALE.....	26
5.2.	REQUISITI FUNZIONALI DELLA UVRP AI SENSI DELL'A73 DEL CdR.....	27
5.3.	PARAMETRI PER IL MODELLO.....	27
5.4.	TEST DA REMOTO PER LA VERIFICA DEL SERV. DI REG. PRIMARIA.....	31
5.5.	DETERMINAZIONE DEL CONTRIBUTO DI ENERGIA FORNITA.....	34
5.6.	CRITERI PER LA VERIFICA DEL CONTRIBUTO DI ENERGIA FORNITA.....	35
5.7.	REMUNERAZIONE DEL CONTRIBUTO ALLA REG. PRIMARIA.....	36
5.8.	CONTROLLI A CAMPIONE PER LA VERIFICA DEI DATI DI SETTLEMENT..	38
5.9.	MONITORAGGIO CONTINUO.....	40
5.10.	SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA TERNA.....	40

5.11.	CERTIFICAZIONI.....	41
6.	DISPACCIAMENTO E SBILANCIAMENTO.....	42
6.1.	IL DISPACCIAMENTO.....	42
6.2.	GLI SBILANCIAMENTI.....	44
6.3.	GLI SBILANCIAMENTI PER LE FRNP.....	47
6.4.	ONERI DI SBILANCIAMENTO.....	50
6.4.1.	Quota Residua.....	53
6.5.	TRASFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI DI SBILANCIAMENTO.....	54
6.5.1.	Ritiro Dedicato (RiD).....	56
6.5.2.	Scambio sul Posto (SSP).....	57
6.5.3.	Trasferimento dei Corrispettivi di Sbil. alle UP in RiD/TFO.....	59
6.6.	LE PREVISIONI DI PRODUZIONE DEL GSE.....	62
7.	REQUISITI TECNICI DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FER.....	64
7.1.	UP CONNESSE ALLE RETI MT e BT AI SENSI DELL’A70 DEL CdR.....	65
7.1.1.	Comportamento delle UP nei Transitori di Frequenza.....	69
7.1.2.	Comportamento delle UP nei Transitori di Tensione.....	71
7.2.	UP EOLICHE CONNESSE IN AAT e AT AI SENSI DELL’A17 DEL CdR.....	75
7.2.1.	Riduzione della Potenza Immessa in Rete.....	77
7.2.2.	Insensibilità agli Abbassamenti di Tensione.....	77
7.2.3.	Regolazione della Potenza Attiva.....	78
7.2.4.	Regolazione della Potenza Reattiva.....	79
7.3.	UP FOTOVOLTAICHE CONNESSE IN AT AI SENSI DELL’A68 DEL CdR.....	80
7.3.1.	Qualità dell’Alimentazione della Rete.....	81
7.3.2.	Controllo della Produzione.....	82
7.3.3.	Regolazione della Potenza Reattiva.....	82
7.3.4.	Regolazione della Potenza Attiva.....	83
7.3.5.	Insensibilità agli Abbassamenti di Tensione.....	84
7.3.6.	Sistemi di Tele-distacco della Produzione.....	85

8.	PROCEDURA “RIGEDI” AI SENSI DELL’A72 DEL CdR.....	86
8.1.	GDTEL RIDUCIBILE.....	88
8.2.	GDPRO RIDUCIBILE.....	89
8.3.	GDRM RIDUCIBILE.....	90
8.4.	SEQUENZA LOGICA PER IL DISTACCO DELLA GDRM.....	91
9.	CONCLUSIONI.....	93

BIBLIOGRAFIA

APPENDICI

1. INTRODUZIONE

La diffusione su larga scala e l'elevata produzione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), congiuntamente alla recente diminuzione della domanda dei consumi elettrici, hanno ridotto notevolmente lo spazio di mercato degli impianti di produzione tradizionali, aumentando al contempo la complessità della gestione della rete elettrica. Di fatti, la produzione da energia rinnovabile ha ridotto la porzione di carico soddisfatta dalle unità di produzione termoelettriche, rendendo più complessa e onerosa, in termini economici, la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale.

Per esempio, in Sicilia, dal 2008 al 2013, si è assistito ad una rapida crescita degli impianti eolici e fotovoltaici, con una crescita media annua, nell'ultimo quinquennio, rispettivamente del 18% e del 180%.

Il mutamento del parco produttivo siciliano ha comportato una netta riduzione dell'energia prodotta da impianti termoelettrici a favore di quella proveniente da impianti alimentati da FRNP. Tale evoluzione degli impianti alimentati da FRNP ha determinato, inoltre, un radicale riassetto del prezzo zonale siciliano in esito nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e il manifestarsi di problematiche tecniche attribuibili all'aleatorietà di tali fonti energetiche. Prima di tale evoluzione, il prezzo zonale siciliano era caratterizzato da forti oscillazioni e ripetuti picchi di prezzo, con relativa incidenza sul prezzo unico nazionale (PUN). Da qualche anno il prezzo zonale siciliano si è stabilizzato, anche se, rispetto alle altre zone di mercato dell'Italia continentale, rimane il più elevato a causa principalmente della minor efficienza del parco di generazione tradizionale e della mancanza di ulteriori collegamenti con il continente. L'incremento delle FRNP, oltre ad aver ridotto lo spazio di mercato, ha modificato gli assetti produttivi delle principali centrali di produzione siciliane nelle ore diurne, causando indirettamente nelle ore serali, quando viene meno il contributo del fotovoltaico, l'innalzamento del prezzo zonale siciliano. L'incremento della produzione da FRNP, congiuntamente alla diminuzione della domanda, stanno avendo un impatto significativo anche sul funzionamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, si assiste:

- All'incremento dei margini di riserva che Terna deve costituire su MSD, a causa dell'aleatorietà delle FRNP;
- Alla riduzione delle ore in cui gli impianti termoelettrici sono in servizio in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP);
- Al maggiore utilizzo di riserva terziaria per assicurare il bilanciamento in tempo reale e per inseguire le rampe di presa di carico serali e mattutine.

La potenza nominale installata degli impianti a FER, includendo quindi le fonti idraulica, eolica, solare, geotermica e bioenergie, ammontava complessivamente nel 2012 a 47.345 MW. Di questa, più della metà (24.539 MW) corrisponde alla quota di eolico e fotovoltaico, ovvero fonti rinnovabili non programmabili, la cui disponibilità non può essere agevolmente pianificata in relazione alle esigenze del sistema elettrico. Per queste tipologie d'impianto, che godono di priorità di dispacciamento sulla rete, solo una corretta previsione dell'output energetico, pur se con una discreta tolleranza, può limitare l'impatto sulla rete della fluttuazione delle disponibilità della fonte. A fronte di un prelievo massimo annuo di potenza sulla rete di poco superiore a 54 GW, la copertura del diagramma di carico da parte delle FRNP supera abbondantemente il 50% nelle giornate di massima disponibilità eolica e fotovoltaica combinata con basso carico (ad es. giorno festivo).

A fronte di queste criticità, in questa Tesi mi sono occupato della recente evoluzione normativa che ha cercato di coinvolgere anche le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e la Generazione Distribuita nelle problematiche di gestione del Sistema Elettrico, analizzando in particolare:

- ✚ Gli aspetti relativi alla Regolazione Primaria di frequenza, nello specifico la valorizzazione dell'energia erogata in servizio di Regolazione Primaria in modo tale da non considerarla più come uno sbilanciamento indesiderato, e l'ipotesi di estendere facoltativamente tale Regolazione anche agli impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili e Non Rinnovabili, di potenza inferiore a 10 MVA.
- ✚ Gli Sbilanciamenti della Generazione Distribuita e delle FRNP, che rappresentano il mancato rispetto del programma di produzione oraria previsionale, e quindi la differenza oraria (o quarto d'oraria) tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e quella risultante nel programma vincolante modificato e corretto (post MGP ed MI); e la valorizzazione economica di tale energia sbilanciata.
- ✚ La nuova parte del Codice di Rete (CdR) di Terna che tratta gli obblighi di regolazione di Frequenza e Tensione, gli obblighi di insensibilità alle variazioni di Frequenza e Tensione, ecc., che sia la Generazione distribuita che gli impianti Eolici e Fotovoltaici connessi in AT sono tenuti a rispettare.

2. SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

2.1. SIMBOLOGIA ADOTTATA

- f Frequenza di rete [Hz]
- f_n Frequenza nominale [Hz]
- Δf Errore di frequenza ($f - f_n$) [Hz]
- P_{eff} Potenza efficiente [MW]
- ΔP_m Variazione di potenza meccanica [MW]
- ΔP_e Variazione di potenza elettrica [MW]
- K_p Energia regolante permanente [MW/Hz]
- σ_p Statismo permanente [p.u./p.u.]
- P_{mt} Potenza di minimo tecnico [MW]
- C_{IT} Coefficiente di partecipazione dell'Italia [MW/Hz]
- $K_{R\text{ENTSO-E}}$ Energia regolante della rete interconnessa dell'ENTSO-E¹ [MW/Hz]
- E_{IT} Energia prodotta in un anno dall'Italia [MWh]
- $E_{\text{ENTSO-E}}$ Energia prodotta in un anno da tutti i paesi membri dell'ENTSO-E [MWh]
- RUP Registro delle unità di produzione.

¹ ENTSO-E, acronimo di European Network of Transmission System Operators for Electricity, nella quale è confluita l'UCTE, che è l'acronimo di Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité, è l'organizzazione responsabile per le raccomandazioni tecniche e di esercizio per i gestori di rete di trasmissione elettrici in Europa.

2.2. DEFINIZIONI

Con il termine **Unità di Produzione (UP)**, si intende la minima parte di un impianto di generazione idonea, e dotata di tutti i sistemi, per poter erogare energia elettrica nella rete di connessione, indipendentemente dalla tecnologia ed energia primaria utilizzate.

Condizioni di esercizio del sistema elettrico

Il Codice di rete (CdR), di Terna, distingue le seguenti condizioni di esercizio per i sistemi elettrici nazionali:

- Condizioni normali, o di allarme, in cui la frequenza di rete è sempre contenuta nell'intervallo tra ± 100 mHz rispetto al valore nominale, con esclusione della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima nei casi in cui non è connessa alla rete continentale, dove la frequenza è nell'intervallo 49,5÷50,5 Hz.
- Condizioni di emergenza o di ripristino, in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

Riserva di regolazione di un gruppo

Differenza tra la massima potenza attiva che l'UP può produrre in determinate condizioni ambientali e la potenza attiva effettivamente prodotta in una data condizione di esercizio. A seconda del tipo di regolazione si distingue una riserva di regolazione primaria, secondaria e terziaria.

Potenza efficiente di un'UP

La potenza efficiente, P_{eff} , è la potenza attiva massima che l'UP può produrre con continuità, nel caso di impianti termoelettrici, o per un determinato numero di ore, per gli impianti idroelettrici. Per le turbine a gas, e le sezioni a ciclo combinato, la potenza efficiente è quella riferita alle condizioni ISO (International Standard Organization), ovvero:

- Temperatura ambiente aria pari a 15°C/59°F
- Pressione 1,013bar/14,7psia
- Umidità relativa 60%.

Statismo di un'UP

Rapporto tra la variazione della frequenza, Δf , espressa in p.u. della frequenza nominale (50 Hz), e la corrispondente variazione della potenza elettrica, ΔP_e , misurata a regime e calcolata in p.u. della potenza efficiente del gruppo, P_{eff} ,

conseguente all'azione del regolatore di velocità. A transitorio di regolazione esaurito, si definisce il grado di *statismo permanente* come:

$$\sigma_p = - \frac{\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} \cdot 100 \quad (1)$$

Energia regolante

L'energia regolante [MW/Hz] di un'UP è il rapporto tra la variazione di potenza elettrica erogata dall'UP [MW] e la variazione di frequenza [Hz] che ha causato l'intervento del regolatore:

$$K_R = - \frac{\Delta P_e}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma_p} \cdot \frac{P_{eff}}{50} \quad (2)$$

Si definisce, **energia regolante del sistema elettrico**, la somma dei contributi delle energie regolanti di tutte le UP connesse alla rete elettrica ed in esercizio con potenza non inferiore alla potenza di minimo tecnico dichiarata su RUP.

Coefficiente di partecipazione dell'Italia

Parametro calcolato in ambito ENTSO-E, pari al prodotto tra l'energia regolante complessiva della rete appartenente all'ENTSO-E e il rapporto tra l'energia prodotta dall'Area di Controllo dell'Italia, in un anno, e l'energia prodotta, nello stesso periodo, da tutte le Aree di Controllo della stessa rete ENTSO-E:

$$C_{IT} = K_{R\text{ENTSO-E}} \cdot \frac{E_{IT}}{E_{\text{ENTSO-E}}} \quad (3)$$

Insensibilità del regolatore

Intervallo di frequenza entro il quale, a causa dei propri limiti di prestazione, il regolatore non agisce. La zona d'insensibilità è centrata attorno alla frequenza misurata e comprende l'errore del canale di misura e di attuazione del regolatore di velocità.

Banda morta del regolatore di velocità

Intervallo di frequenza imposto volontariamente e centrato attorno al valore nominale della frequenza di rete, entro il quale il regolatore non interviene.

Potenza massima erogabile

La potenza massima erogabile è la massima potenza al netto dei servizi ausiliari di centrale che l'UP è in grado di produrre tenuto conto delle condizioni

ambientali per le UP termoelettriche e della disponibilità di acqua per le UP idroelettriche.

Potenza massima

Potenza massima dell'UP coincidente con il valore massimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico.

Potenza minima

La potenza minima dell'UP coincidente con il valore minimo dichiarato su RUP statico o in tempo reale con il valore dichiarato su RUP dinamico.

UP Rilevanti

Le UP rilevanti, sono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti, sono classificate come **UP non Rilevanti**.

UP Abilitata

Un'unità di produzione (UPA) **rilevante** che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento (cap.4, del CdR), ai fini della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), per almeno uno dei servizi ivi negoziati. Quindi le UP non rilevanti, non possono essere delle UPA.

UP non Abilitate

Sono le unità di produzione o di consumo, che non rispondono ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al MSD.

Utenti del dispacciamento (UdD), sono:

- I titolari di unità di produzione;
- I titolari di unità di consumo, ad eccezione dei titolari delle unità di consumo comprese nel mercato vincolato;
- L'Acquirente unico, per le unità di consumo comprese nel mercato vincolato;
- I titolari di punti di importazione o di punti di esportazione;
- Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per le unità di produzione CIP6/92, le unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04, le unità di produzione 74/08 e le unità di produzione con tariffa fissa onnicomprensiva.
- Il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento.

2.3. GENERALITA'

In un sistema elettrico, ogni squilibrio tra generazione e fabbisogno in potenza causa un transitorio in cui, nei primi istanti, si verifica una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nei motori e negli alternatori connessi e in esercizio. L'effetto evidente è una variazione di frequenza rispetto al valore nominale. Nei secondi successivi alla variazione di frequenza, i regolatori di velocità delle unità di produzione agiscono automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti con un'azione che modifica la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il fabbisogno. L'azione dei regolatori permette di contenere la variazione di frequenza, ma non ne ripristina il valore nominale. Ciò premesso, si definisce Regolazione Primaria della velocità l'insieme di operazioni avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno. Nel caso di un transitorio in sotto frequenza, la potenza complessiva immessa in rete dalle unità di produzione in esercizio sarà aumentata. Affinché ciò sia possibile è necessario che tali unità dispongano di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima (tratto rosso in Figura1.). Questa potenza è denominata *riserva di regolazione primaria o banda di regolazione primaria*. La somma delle riserve di regolazione primaria di tutte le unità di produzione in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale. Analoghe considerazioni possono essere svolte in caso di un transitorio di sovra frequenza. Tuttavia, in questo caso, la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza corrispondente a quella di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto, (tratto blu in Figura 1).

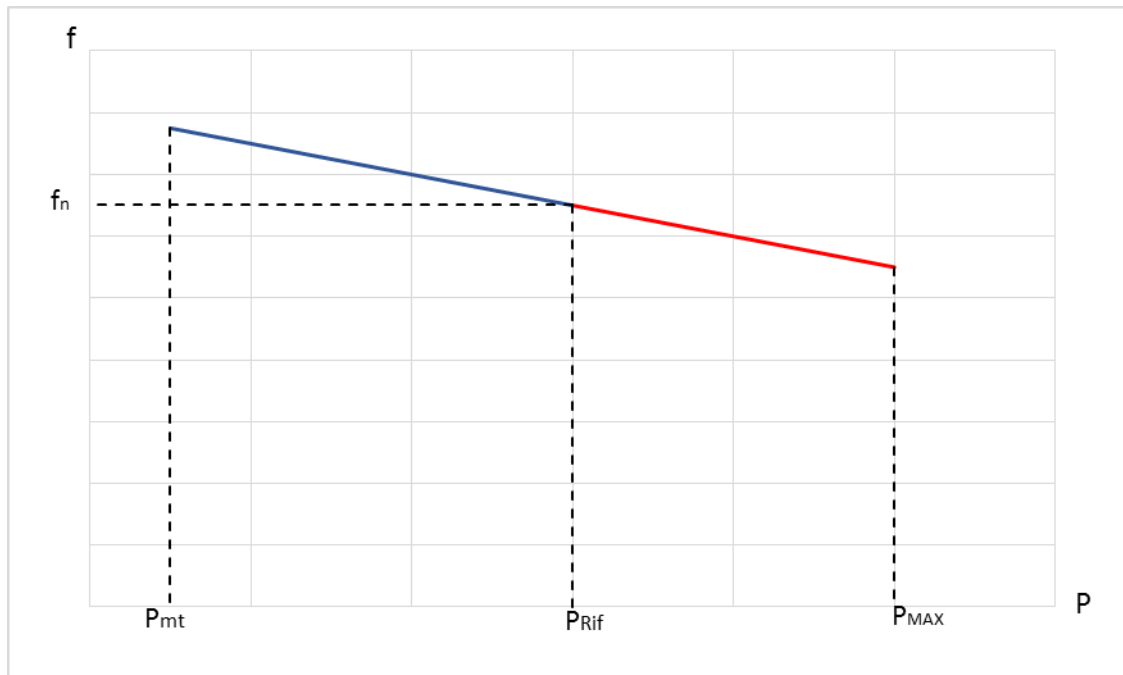


Figura 1: Legame frequenza-potenza in condizioni di regime; “Caratteristica esterna del generatore”.

Al ristabilirsi dell’equilibrio delle potenze generate ed assorbite, il sistema elettrico si trova ad operare in una nuova condizione di regime, in cui la frequenza ha un valore diverso da quella nominale e gli scambi di potenza tra le varie Aree di Controllo, definite dall’ENTSO-E, sono diversi dai valori programmati.

Per il cosiddetto *Principio di Solidarietà*, il contributo in potenza che ogni Area di Controllo deve fornire per la costituzione della riserva primaria di tutta la rete interconnessa è definito in base ad un *Coefficiente di Partecipazione* della singola Area, assegnato annualmente dall’ENTSO-E e che ogni Gestore di sistema elettrico di trasmissione è chiamato a rispettare.

La regolazione primaria, e la corrispondente banda di riserva di potenza, fanno parte di un servizio che è obbligatorio per tutte le unità di produzione in servizio con potenza non inferiore a 10 MVA.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza, che i valori di potenza di scambio programmati, è stata istituita una ulteriore regolazione, denominata Regolazione Secondaria o Regolazione Frequenza-Potenza, che deve intervenire con tempi più lenti, dell’ordine delle diverse decine di secondi.

Anche questa regolazione agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, resa disponibile dalle unità di produzione in servizio e la cui entità è stabilita da Terna sempre in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall’ENTSO-E. Nel caso di utilizzo permanente della banda di regolazione secondaria, Terna può ripristinare una quota del margine di potenza destinato a

questa regolazione utilizzando un ulteriore potenza disponibile definita Riserva di Regolazione Terziaria.

La regolazione primaria della frequenza e la regolazione secondaria frequenza/potenza, rientrano tra i *servizi ancillari o servizi di sistema* richiesti da Terna agli impianti di generazione per poter gestire in sicurezza il sistema elettrico e per garantire, allo stesso tempo, un adeguato livello di qualità del servizio.

Per disciplinare la fornitura di questi servizi, Terna ha stabilito delle regole tecniche non discriminatorie che individuano i requisiti tecnici minimi di partecipazione richiesti agli impianti di generazione, usando come riferimento sia le linee guida adottate in ambito internazionale ENTSO-E, che le Norme Tecniche CEI 11-32, specifiche per l'argomento trattato. Per poter individuare con precisione tutte le unità di produzione idonee ad erogare tali servizi, Terna ha istituito un Registro delle Unità di Produzione (RUP), nel quale devono essere autocertificati tutti i dati caratteristici e di prestazione relativi agli impianti di produzione abilitati a partecipare al Mercato Elettrico con potenza nominale superiore a 10 MVA.

2.4. CARATTERISTICHE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

2.4.1. Obblighi di Fornitura

Il servizio di regolazione primaria è **obbligatorio e non retribuito** per tutte le UP con potenza efficiente non inferiore a 10 MVA ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili².

Le UP di tipo cogenerativo, oppure quelle asservite a, o dipendenti da, cicli produttivi complementari a quello elettrico, hanno ugualmente l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria della frequenza.

La regolazione del regolatore di velocità deve essere sempre automatica, in particolare:

- Nelle UP termoelettriche il tipo di regolazione impostata nei regolatori di velocità deve essere di tipo coordinata con frequency-bias. Lo schema completo della Regolazione Coordinata, è riportato nella seguente figura 2, mentre il frequency-bias nella figura 3:

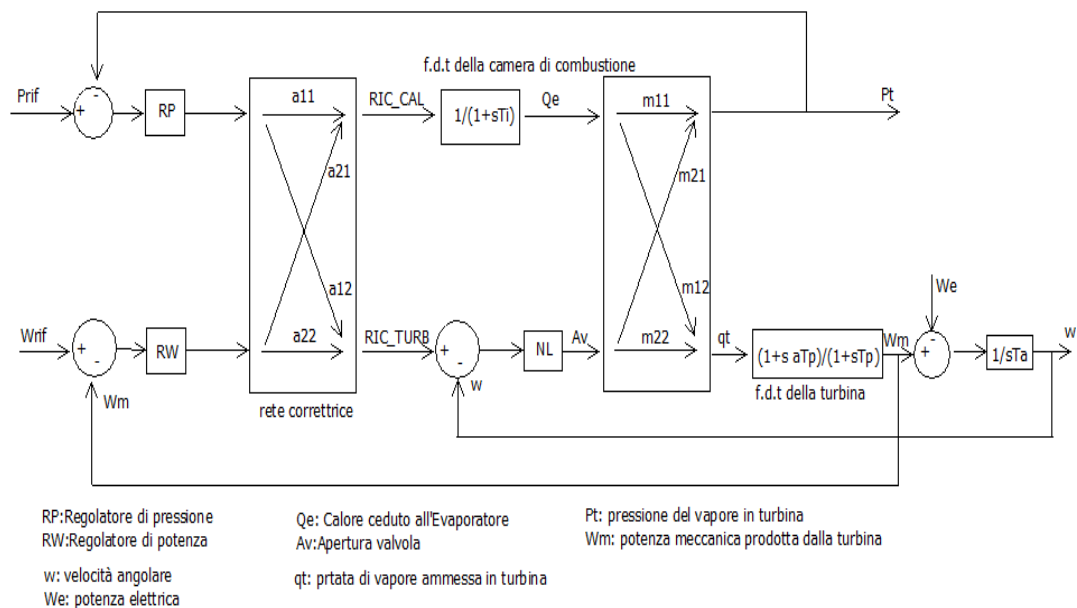


Figura 2: Schema a blocchi della Regolazione Coordinata

² Sono definiti impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili quelle centrali composte da UP che utilizzano come fonti primarie: l'energia solare, eolica, mareomotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, l'energia geotermica ecc.

Il segnale di richiesta di potenza è generato dal cosiddetto “Programmatore del Carico”, (vedi, figura 3), che insegue il riferimento di potenza base (impostata dall’operatore) entro i limiti di potenza (impostati dall’operatore) e con un gradiente (impostato dall’operatore) in relazione alle possibilità dinamiche della caldaia e alle sollecitazioni ammissibili dei materiali.

La suddetta richiesta di potenza, viene modulata con continuità da un segnale proporzionale agli scostamenti di frequenza di rete (frequency-bias) per lo statismo di frequenza impostato: le sue variazioni sono opportunamente limitate, come valori massimi e minimi ammessi e come variazioni pronte, per rispettare i vincoli di produttività e le sollecitazioni dell’impianto. Essa viene utilizzata come segnale di “richiesta” verso le regolazioni asservite di caldaia e di turbina.

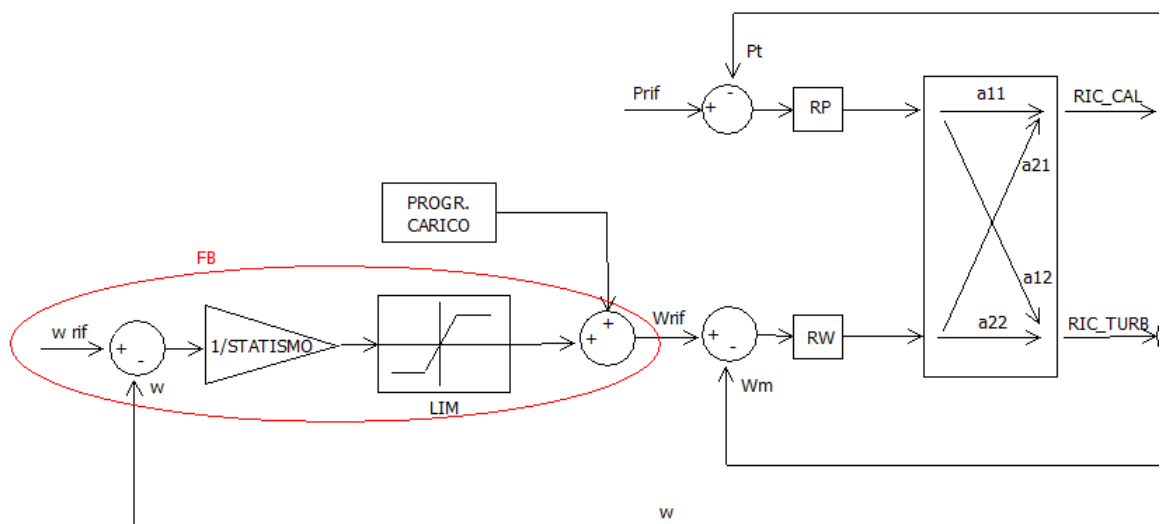


Figura 3: Schema del Frequency-bias, (cerchiato in rosso), inserito all’interno dello schema della Regolazione Coordinata di Fig.2.

- Le UP idroelettriche devono essere vincolate solo dalle caratteristiche idrauliche degli organi di regolazione e dalla disponibilità energetica.
- Il gradiente della regolazione di velocità deve essere in ogni caso superiore a quello della regolazione secondaria.

2.4.2. *Requisiti Funzionali*

Ogni UP che partecipa alla regolazione primaria di frequenza deve essere dotata di un regolatore di velocità che sia in grado di garantire un funzionamento stabile del gruppo sia nell'esercizio in parallelo con la Rete che in condizioni di Rete isolata.

I regolatori devono garantire le seguenti prestazioni funzionali minime:

- Precisione della misura di velocità migliore dello 0,02% in qualsiasi condizione di funzionamento.
- Insensibilità del regolatore di velocità, esclusa la parte di misura, non superiore a ± 10 mHz.
- Capacità di far funzionare l'UP in modo stabile a tempo indefinito, con qualunque grado di statismo impostabile tra 2% e 8%, per qualunque punto di lavoro corrispondente alle frequenze comprese fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque carico compreso fra il minimo tecnico e la potenza massima generabile dal gruppo.

2.4.3. *Riserva Primaria*

Le UP nel continente e quelle in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente, che partecipano alla regolazione primaria devono garantire una riserva di potenza attiva non inferiore all'1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP, quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o è pari alla potenza minima erogabile.

Dunque, l'UP può essere esercita nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la P_{MAX} e la P_{MIN} definite di seguito:

- $P_{MAX} = P_{max\ erogabile} - 1,5\% P_{eff}$;
- $P_{MIN} = P_{mt} + 1,5\% P_{eff}$;

Nei sistemi elettrici della Sardegna, sempre, e della Sicilia, per quest'ultima solo nei periodi in cui è programmata l'apertura dell'interconnessione con il Continente, ciascuna UP deve mettere a disposizione una riserva primaria non inferiore al 10% della propria P_{eff} e pertanto potrà essere esercita ad una potenza massima non superiore al 90% della P_{eff} .

Dunque l'UP può essere esercita nel campo di funzionamento ammissibile che può variare tra la P_{MAX} e la P_{MIN} definite di seguito:

- $P_{MAX} = P_{max\ erogabile} - 10\% P_{eff}$;
- $P_{MIN} = P_{mt} + 1,5\% P_{eff}$;

2.4.4. Modalità di Fornitura del Servizio in Condizioni Normali di Esercizio

All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, ogni UP deve erogare una quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza Δf e del grado di statismo permanente σ_p impostato nel regolatore in funzione della seguente relazione:

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f}{50} \cdot \frac{P_{eff}}{\sigma_p} \cdot 100 \quad (4)$$

Non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria; le modalità di erogazione del contributo di regolazione primaria devono rispettare le seguenti prescrizioni:

- Entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata almeno metà della ΔP_e richiesta.
- Entro 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata tutta la ΔP_e richiesta.

Trascorsi 30 secondi dall'inizio della variazione di frequenza, e se lo scarto di frequenza persiste, tutte le UP regolanti devono continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza.

Una volta attuata la variazione di potenza ΔP_e richiesta dalla regolazione primaria, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza risultante per almeno 15 minuti consecutivi³.

2.4.5. Modalità di Fornitura del Servizio in Condizioni di Emergenza

In condizioni di emergenza e per potenze generate comprese tra la potenza massima e minima erogabili, la quota ΔP_e della banda di riserva primaria disponibile è stabilita dalla stessa relazione valida per le condizioni normali di esercizio. Pertanto, ogni UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento di uno dei limiti operativi di massima, o minima potenza, dichiarati nel RUP per quell'impianto.

La citata variazione di potenza deve essere erogata con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo dell'impianto, certificato dal Titolare con prove di tipo, ovvero il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico e elettromeccanico dell'impianto.

³ Questo, se non si hanno ulteriori variazioni di frequenza.

Tale gradiente deve essere significativamente superiore al 3% al minuto della P_{eff} dell'UP, (vedere Figura 4.). Per i gruppi di produzione di tipo turbogas delle UP a ciclo combinato il gradiente minimo della regolazione di velocità deve essere non inferiore a 30 MW/min.

Quindi per tutte le UP termoelettriche, comprese quelle a ciclo combinato, la partecipazione alla regolazione primaria di frequenza deve trovarsi al di sopra delle linee tracciate in Figura 4.

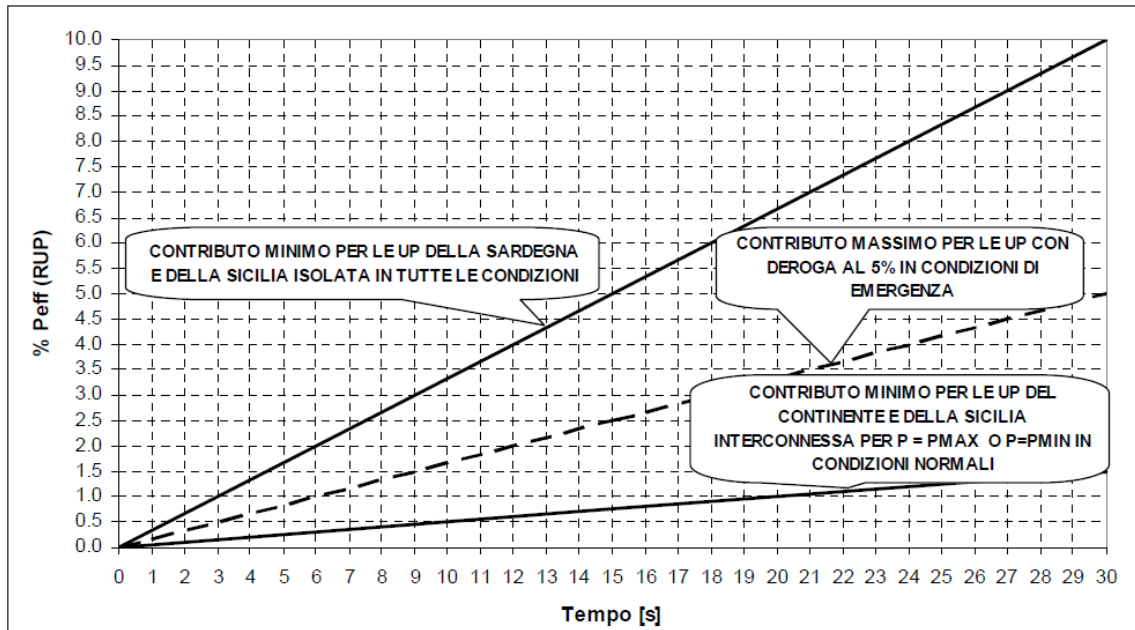


Figura 4: Partecipazione alla regolazione primaria di frequenza per le UP termoelettriche in % di P_{eff} , riferiti ad un valore di statismo pari al 5%. (Fonte: allegato 15 del CdR).

2.4.6. Grado di Statismo

Terna prescrive che i regolatori di velocità siano tarati come segue:

- Per tutte le unità idroelettriche:
 - Deve essere impostato un grado di statismo pari al 4%;
 - La banda morta intenzionale non deve essere superiore a ± 10 mHz.
- Per tutte le unità termoelettriche:
 - Deve essere impostato un grado di statismo pari al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione dell'unità a vapore;

- La banda morta intenzionale non deve essere superiore a ± 10 mHz per le unità a vapore a ciclo semplice e a ± 20 mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati.

L'insensibilità massima dei regolatori, cioè il limite tecnologico degli stessi, deve essere minore di ± 10 mHz per tutte le tipologie di impianti.

Per gli impianti di non recente costruzione, o adeguamento, i cui regolatori hanno una insensibilità maggiore di ± 10 mHz la banda morta volontaria deve essere impostata in misura tale che, se sommata all'insensibilità, non si superi il valore complessivo di ± 30 mHz.

Se in un ciclo combinato, la turbina a vapore non partecipa alla regolazione primaria⁴ la turbina a gas o l'insieme delle turbine a gas appartenenti al modulo dovranno avere uno statismo pari a:

$$\sigma_{TG} = 5 \cdot \frac{\sum P_{eff,turbogas}}{P_{eff,module}} \quad (5)$$

2.4.7. Prescrizioni ENTSO-E per la Regolazione Primaria di Frequenza

L'ENTSO-E stabilisce i requisiti di regolazione primaria dell'intero sistema Europeo, delle varie zone di regolazione e dei singoli regolatori di macchina.

Se per esempio si ha una perdita di produzione di 3000 MW, la regolazione primaria deve intervenire in modo da mantenere anche in regime transitorio (Δf_{din}) la frequenza al di sopra di 49 Hz (soglia di intervento automatico dei primi alleggeritori di carico). Cautelativamente, sia $|\Delta f_{din}| \leq 800$ mHz. Inoltre, considerando un effetto di autoregolazione del carico di 1%/Hz e un assorbimento iniziale di 150 GW, lo scarto a regime dalla frequenza nominale non deve oltrepassare 180 mHz, quindi $|\Delta f_{reg}| \leq 180$ mHz.

Il valore della riserva di regolazione primaria "R" dell'intero sistema è stabilito dall'ENTSO-E, ed è assunto pari a circa 3000 MW. L'ENTSO-E stabilisce inoltre che tale riserva debba essere tutta attivata in corrispondenza di uno scarto di frequenza a regime di -200 mHz. Analogamente, per un Δf pari a $+200$ mHz la potenza prodotta deve essere ridotta di un valore pari alla totalità della riserva di regolazione. Inoltre, in condizioni non perturbate la frequenza di rete non deve discostarsi più di 20 mHz da quella nominale.

⁴ Per esempio quando la turbina a vapore è esercita in modalità sliding pressure oppure in recupero di energia.

Il contributo, che per il cosiddetto “principio di solidarietà”, le singole zone di regolazione devono fornire alla costituzione della riserva primaria e dell’energia regolante di sistema è definito in base a coefficienti di partecipazione (C_i) stabiliti annualmente:

$$C_i = K_{RSENTO-E} \cdot \frac{E_i}{E_{ENTO-E}} \quad (6)$$

Dove:

- E_i è l’energia annua prodotta nella zona di regolazione i-esima;

Di conseguenza, le rispettivi relazioni per il calcolo della riserva primaria e dell’energia regolante che la zona i-esima deve assicurare sono:

$$R_i = C_i \cdot R \quad (7)$$

$$K_i = C_i \cdot K_{RSENTO-E} \quad (8)$$

3. VALORIZZAZIONE DEL CONTRIBUTO ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA

La motivazione di retribuire il servizio di regolazione primaria, nasce dalla necessità di escludere dagli sbilanciamenti delle unità di produzione il contributo alla regolazione primaria dalle stesse fornito attraverso la sua misurazione e la conseguente inclusione nel programma di immissione.

Fino all'1 luglio 2014, il servizio di regolazione primaria era un servizio **obbligatorio e non retribuito** per tutte le UP con potenza efficiente non inferiore a 10 MVA ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (vedi par. 2.4); con la delibera 231/2013/R/EEL dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (di seguito Autorità), a partire dall'1 luglio 2014, tale servizio continua ad essere **obbligatorio e non retribuito** per tutte quelle UP (suddette) che non intendono accedere alle modalità di misurazione del contributo alla regolazione primaria, mentre **obbligatorio e retribuito** per le UP (suddette) che richiedono su base volontaria di accedere alle modalità di misurazione del contributo alla regolazione primaria. Quindi, per quest'ultime UP è prevista la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria, attraverso un prezzo dell'energia a salire pari al prezzo stabilito su MGP, aumentato di un opportuno valore, mentre per l'energia a scendere è previsto il prezzo stabilito su MGP, ridotto di un opportuno valore (specificato di seguito). Quindi, in definitiva, il servizio di regolazione primaria era, ed è tuttora, **facoltativo per le centrali non soggette all'obbligo** di regolazione primaria. Inoltre, anche le UP che svolgono facoltativamente tale servizio, oggi vengono remunerate, mentre prima della delibera **non solo non venivano remunerate, ma venivano penalizzate come sbilanciamenti**.

Il processo che ha portato a tale valorizzazione è partito dal documento per la consultazione 508/2012/R/eel dell'Autorità, la quale, ha posto in consultazione due alternative: il prezzo zonale di vendita del Mercato del Giorno Prima (MGP) e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria nella stessa isola di frequenza.

Nell'ambito della propria risposta al documento per la consultazione 508/2012/R/eel, Terna ha, tra le altre cose, segnalato che: *la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) sta determinando una progressiva perdita di inerzia del sistema, con conseguente aumento della derivata di frequenza e una maggiore ampiezza delle oscillazioni di frequenza*; Quindi ai fini della valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di ciascuna UP occorre, pertanto, tener conto che:

- Stante la progressiva perdita di inerzia del sistema segnalata da Terna, è presumibile che il valore economico del contributo alla regolazione primaria di ciascuna UP nel nuovo contesto caratterizzato dall'elevata penetrazione delle FRNP sia superiore al riferimento di prezzo espresso dal MGP;
- Sebbene il servizio di regolazione primaria e secondaria condividono caratteristiche tecniche simili (e.g. attivazione automatica, funzionamento oscillatorio e continuativo che dipende dalle variazioni di frequenza del sistema elettrico) è ragionevole assumere a riferimento per la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di ciascuna UP un prezzo inferiore a quello medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria nella stessa isola di frequenza, per i seguenti motivi:
 - i. In primo luogo, il servizio di regolazione secondaria, pur essendo caratterizzato da minore rapidità di risposta al segnale di frequenza, presenta requisiti di maggiore affidabilità in termini di controllo e misurazione del relativo contributo alla regolazione di frequenza nella fase di gestione in tempo reale di MSD e può essere fornito da un insieme più ristretto di UP abilitate, ovvero in condizioni di minore concorrenza potenziale;
 - ii. In secondo luogo, il servizio di regolazione primaria è un servizio obbligatorio che pone ciascuna UP che lo fornisce in una condizione di monopolio; ciò richiede una valorizzazione amministrata del contributo alla regolazione primaria che deve essere riferita, per quanto possibile, al prezzo a cui tale servizio sarebbe valorizzato in un ipotetico mercato concorrenziale;
- Il meccanismo di valorizzazione amministrata del contributo alla regolazione primaria dovrebbe essere tale da non indurre gli operatori a modificare la propria strategia di offerta su altri servizi, distorcendone il segnale di prezzo, al fine di incrementare il valore del contributo alla regolazione primaria.

Pertanto, è stato assunto a riferimento per la **valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire** di ciascuna UP in un dato periodo rilevante, il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP nella zona in cui è localizzata l'UP, aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- ✓ Il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire su MSD;
- ✓ La media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone; (vedere, par.5.7)

Mentre, per la **valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a scendere** di ciascuna UP in un dato periodo rilevante, si assume, il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP nella zona in cui è localizzata l'UP, ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- ✓ La media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone;
- ✓ Il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere su MSD; (vedere, par.5.7).

Inoltre, considerato che, ai sensi della regolazione vigente le offerte in acquisto e vendita sul Mercato Elettrico (MGP, MI e MSD) sono limitate amministrativamente da un limite superiore pari al valore dell'energia elettrica non fornita (di seguito: VENF), quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh e da un limite inferiore, pari a 0 €/MWh;

Terna ha, altresì, evidenziato una potenziale incertezza applicativa della formula di calcolo per la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria, che potrebbe determinare, a rigore:

- Una valorizzazione negativa del contributo di regolazione primaria a scendere; ogniqualvolta la differenza tra il prezzo zonale registrato su MGP in un determinato periodo rilevante e la metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra la media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere su MSD risulta inferiore a 0 €/MWh⁵.
- Una valorizzazione del contributo di regolazione primaria a salire superiore al VENF; ogniqualvolta la somma tra il prezzo zonale registrato su MGP in un determinato periodo rilevante e la metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire

⁵ Dal punto di vista della fatturazione, l'applicazione di prezzi negativi è in contrasto con la normativa fiscale vigente di cui al DPR 633/72.

su MSD e la media dei prezzi zonali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone supera i 3.000 €/MWh;

Pertanto, anche ai fini della valorizzazione del contributo alla regolazione primaria, trovano applicazione il limite massimo, pari al VENF, e il limite minimo, pari a 0 €/MWh, attualmente in vigore per le offerte di acquisto e vendita sul Mercato Elettrico.

Mentre, per quanto riguarda le UP che non aderiscono al meccanismo di misurazione del contributo alla regolazione primaria, si deve continuare ad applicare la regolamentazione attuale, riportata nel paragrafo 2.4.

Secondo la disciplina prevista dalla deliberazione 111/06 e dal Codice di Rete (CdR), lo sbilanciamento effettivo di ciascuna UP è pari alla differenza per ogni periodo rilevante tra l'immissione effettiva di energia e il programma di immissione ad essa associati; Tale programma di immissione associato a ciascuna UP tiene conto, oltre ai programmi in esito alle transazioni effettuate nei mercati dell'energia (mercati a termine, mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero), delle modifiche ai predetti programmi in esito alle transazioni effettuate nel mercato per il servizio di dispacciamento (ossia degli eventuali ordini di dispacciamento impartiti da Terna, ivi incluso il contributo alla regolazione secondaria), ma non considera il contributo alla regolazione primaria come una modifica ai predetti programmi.

Quindi, secondo tale regolamento, il contributo alla regolazione primaria di ciascuna UP è, pertanto, assimilato ad uno sbilanciamento e, come tale, soggetto ai prezzi e alle eventuali relative penalità implicite, previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

Però, l'Autorità (AEEGSI) ha ritenuto opportuno procedere ad una revisione delle modalità con cui vengono determinati gli sbilanciamenti delle UP al fine di tenere conto in misura adeguata del contributo alla regolazione primaria dalle stesse eventualmente fornito.

A tal fine, l'Autorità ha richiesto a Terna di elaborare una proposta per il trattamento economico dell'energia erogata dalle UP nell'ambito del servizio di regolazione primaria.

Con la comunicazione 8 maggio 2013, Terna ha trasmesso all'Autorità una proposta (vedere, cap.4.) in cui si delineano i principali requisiti necessari per procedere alla misurazione del contributo alla regolazione primaria di ciascuna UP. Tale proposta prevede, in particolare, che **i titolari di UP che intendono accedere su base volontaria** alle modalità di misurazione del contributo alla regolazione primaria siano tenuti ad adeguare le relative UP secondo i criteri stabiliti nella suddetta proposta e che tali adeguamenti siano a carico dei titolari delle medesime UP.

La proposta di Terna si basa su due cardini principali:

- I. L'installazione di un apparato idoneo a verificare la presenza del servizio per ogni UP, ma non accertante la qualità;
- II. L'installazione di un apparato idoneo alla contabilizzazione automatica del contributo alla regolazione primaria di ogni UP e la verifica a campione della qualità del servizio reso, ossia della conformità del contributo alla regolazione primaria allo standard; lo standard è rappresentato dal modello di risposta al segnale di frequenza individuato dal produttore per ciascuna UP e verificato in sito da un ente certificatore accreditato presso Terna.

3.1. ESTENSIONE DELL'OBBLIGO DI FORNITURA DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

Nell'ambito del documento per la consultazione 508/2012/R/eel l'Autorità ha, altresì, consultato la possibilità di estendere l'obbligo di fornitura del servizio di regolazione primaria alle UP di taglia inferiore a 10 MVA; tale opportunità appare peraltro confermata dalla progressiva perdita di inerzia del sistema e dalla conseguente esigenza di estendere, per quanto possibile, il numero di UP abilitate al servizio di regolazione primaria nel Sistema Elettrico Nazionale; Le osservazioni pervenute a riguardo sono di seguito riassunte:

- ✓ Da un lato, la maggior parte degli operatori non percepisce l'opportunità di prevedere prestazioni obbligatorie per le UP di taglia inferiore a 10 MVA in quanto gli impianti di piccola taglia non sono attualmente in grado di erogare il servizio di regolazione primaria e gli eventuali adeguamenti richiederebbero investimenti significativi;
- ✓ Dall'altro lato, Terna ritiene possibile valutare l'estensione dell'obbligo di fornitura del servizio di regolazione primaria a condizione che siano rispettati i requisiti ad oggi previsti nel CdR.

4. PROPOSTA DI MISURAZIONE DEL CONTRIBUTO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

Premessa

La proposta formulata da Terna aveva come obiettivo la depenalizzazione degli sbilanciamenti registrati in occasione di eventi di rete e nella direzione richiesta dalla deviazione di frequenza e non prevedeva pertanto la misurazione puntuale del servizio di regolazione primaria. In tale proposta è stato infatti evidenziato da Terna come la regolazione primaria di frequenza per l'assorbimento delle oscillazioni del sistema sia un servizio sostanzialmente ad energia nulla, mentre la sua fornitura potrebbe essere caratterizzata da una energia diversa da zero nel caso di transitori di frequenza successivi ad eventi di rete. Dal punto di vista economico quindi la regolazione primaria di frequenza per l'assorbimento delle oscillazioni è un servizio che quasi mai modifica l'energia associata al programma di produzione dell'UP e quindi la sua prestazione non comporta alcuna penalizzazione economica in termini di sbilanciamento. La regolazione primaria per il controllo di transitori di frequenza a seguito di eventi di rete invece, avendo un verso prevalente, potrebbe comportare una energia in sbilanciamento rispetto al programma di produzione.

Con riferimento allo spunto per la consultazione 508/2012, in cui l'Autorità chiedeva di rilevare eventuali criticità circa la misurazione puntuale del contributo alla regolazione primaria di frequenza, Terna ha segnalato di ritenere fattibile la misurazione se effettuata e trasmessa dal produttore. Terna ha, infatti, ipotizzato un sistema nel quale sia possibile verificare in qualsiasi momento, con gruppi in servizio e da remoto, la continuità delle prestazioni del servizio di regolazione, mediante l'iniezione di un gradino di variazione di frequenza ed il riscontro della risposta del generatore. In tal caso, essendo garantita da tali test la continuità e la qualità del servizio, può essere direttamente il produttore a fornire, estraendolo dai dati dei sistemi locali di regolazione, il contributo di regolazione ai fini della depenalizzazione degli sbilanciamenti. Di tale sistema, si descrivono di seguito le principali caratteristiche e i principali requisiti che dovrebbero essere rispettati per la misurazione puntuale del contributo alla regolazione primaria di frequenza, da ciascuna UP abilitata alla fornitura del servizio.

Proposta

Come definito nel CdR il servizio di riserva primaria di potenza per la regolazione di frequenza è un servizio obbligatorio che deve essere prestato da tutti i gruppi di generazione di taglia non inferiore a 10 MVA.

Una UP è idonea alla fornitura della riserva primaria se lo è almeno uno dei gruppi di generazione associati all'unità.

I titolari di UP che intendono accedere alla modalità di misurazione ai fini della depenalizzazione degli sbilanciamenti di energia relativa al contributo di primaria devono adeguare i relativi impianti di produzione in termini di prestazioni in potenza secondo i criteri definiti di seguito.

Requisiti per accedere alla modalità di misurazione ai fini della depenalizzazione degli sbilanciamenti di energia relativa al contributo di primaria:

La presenza e la funzionalità del servizio di regolazione primaria viene verificata in remoto da parte di Terna, periodicamente e senza preavviso, mediante l'invio di un segnale digitale di test. A tal fine è necessario prevedere quanto segue:

- Installazione a carico del produttore, presso il sito di produzione, di un'apparecchiatura di trasduzione di un segnale digitale di test, finalizzata alla verifica della presenza del servizio. Il segnale di test sarà trasmesso con protocollo digitale standard e l'installazione dovrà garantire opportune misure di segregazione dal punto di vista fisico e non essere "manomettibile";
- Riscontro della fornitura del servizio di regolazione primaria mediante invio periodico da parte di Terna di segnali digitali di test, delle caratteristiche di cui al punto precedente;
- Certificazione a carico del produttore, mediante enti accreditati da Terna, della rispondenza dell'installazione alle specifiche di Terna.

La quantificazione del contributo energetico al servizio di regolazione primaria viene effettuata dal produttore, con modalità automatiche e secondo criteri predefiniti, in funzione delle caratteristiche specifiche dell'impianto, che dovrà comunque rispettare gli obblighi del CdR in materia di regolazione primaria di frequenza. Per perseguire l'obiettivo sopra descritto si richiede:

- Individuazione e fornitura, a cura del produttore, del modello di risposta (funzione di trasferimento) della regolazione primaria, verificato in sito mediante enti accreditati da Terna;
- Installazione di un apparato per la contabilizzazione automatica del contributo energetico al servizio di regolazione primaria, che può essere coincidente con l'apparato di test;

- Abilitazione da parte di Terna alla misurazione ai fini della depenalizzazione degli sbilanciamenti di energia relativa al contributo di primaria successivamente alla verifica e alla certificazione del modello di risposta;
- Raccolta e invio a Terna, da parte del produttore, dei dati di energia relativi al contributo di regolazione primaria per ciascuna UP idonea.

Al fine di procedere alla depenalizzazione degli sbilanciamenti di energia relativa al contributo di primaria è necessario prevedere che:

- Il produttore invii a Terna per ciascuna UP idonea i dati in energia relativi al contributo di regolazione primaria al quarto d'ora (o all'ora per le UP non abilitate), con dettaglio della componente positiva e negativa;
- Terna decurti il contributo di primaria (saldo tra componente positiva e negativa) dall'energia elettrica immessa in rete (dato di misura di Terna) da ciascuna UP idonea ed acquisita da Terna;
- Terna calcoli gli sbilanciamenti di ciascuna UP idonea come differenza tra l'energia immessa decurtata del contributo di regolazione primaria ed il programma di immissione e li valorizzi con le modalità definite dalla Deliberazione n. 111/06.

Il dettaglio dei requisiti sopra esposti è definito in una specifica tecnica delle apparecchiature di trasduzione del segnale di test e di contabilizzazione del servizio, delle caratteristiche del modello di risposta e delle modalità di certificazione delle apparecchiature, (riportate di seguito).

Inoltre, è opportuno prevedere la possibilità per Terna di verificare a campione il consuntivo di regolazione primaria, inviato dal produttore, anche mediante il modello di risposta fornito dal produttore e approvato dall'ente certificatore, nonché definire eventuali contromisure (come ad es. la disabilitazione alla depenalizzazione degli sbilanciamenti) in caso di esito negativo delle verifiche a campione o in caso di anomalie riscontrate in fase di monitoraggio.

5. SPECIFICHE TECNICHE PER LA VERIFICA E VALORIZZAZIONE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

Le prescrizioni di seguito elencate, (contenute in dettaglio nell'Allegato 73 del Codice di Rete di Terna), si applicano alle UP, per le quali è obbligatorio il servizio di regolazione primaria di frequenza e che accedono volontariamente al meccanismo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria.

5.1. DESCRIZIONE GENERALE

Nel presente capitolo, sono specificate le soluzioni tecniche e le caratteristiche dell'Unità per la Verifica della Regolazione Primaria (UVRP) da installare presso gli impianti di produzione per il controllo e la valorizzazione del servizio fornito per la regolazione primaria di frequenza. In particolare, la UVRP deve essere in grado di effettuare dei test periodici funzionali alla verifica della presenza del servizio della regolazione primaria di frequenza e di calcolare la quantità di energia fornita quale contributo al servizio in oggetto, mediante un modello matematico implementato sulla base di parametri descritti di seguito. Con riferimento a ciascuna UP è necessario fornire a Terna i parametri del modello implementato nella UVRP, far validare gli stessi da un Organismo Accreditato e aggiornarli secondo le modalità definite nel seguito.

Le condizioni propedeutiche per l'ammissione da parte di Terna al meccanismo di remunerazione dell'energia erogata quale contributo alla regolazione primaria di frequenza, sono:

- Aver predisposto presso l'impianto la UVRP conformemente all'allegato 73 del CdR;
- Aver dichiarato i parametri necessari alla caratterizzazione dell'UP e i dati relativi ad ogni gruppo costituente l'UP;
- Avere ottenuto la certificazione da parte di un Organismo Accreditato in merito alla corretta installazione e funzionalità della UVRP e alla corretta parametrizzazione del modello di risposta.

5.2. REQUISITI FUNZIONALI E COSTRUTTIVI DELLA UVRP, AI SENSI DELL'ALLEGATO 73 DEL CODICE DI RETE

L'UVRP deve essere in grado di:

- Verificare la presenza della regolazione primaria mediante test avviato da remoto;
- Calcolare la quantità di energia fornita quale contributo al servizio in oggetto, mediante un modello matematico semplificato, implementato nella UVRP sulla base dei parametri descritti nel par. 5.3;
- Inviare al sistema di controllo Terna le misure necessarie per effettuare i controlli;
- Archiviare le misure delle grandezze richieste su memoria circolare.

L'UVRP può anche essere comune a più UP appartenenti al medesimo impianto, purché sia in grado di trattare ogni UP separatamente.

5.3. PARAMETRI PER IL MODELLO

Ai fini della modellizzazione delle UP ammesse al meccanismo di valorizzazione della regolazione primaria, di seguito sono indicati i parametri aggiuntivi da fornire sul Registro delle Unità di Produzione, per ciascun assetto di produzione:

- Gradienti di regolazione primaria di frequenza [MW/min]⁶;
- K_e , Energia regolante di UP ai fini del calcolo di contributo energetico [MW/Hz];
- P_{eff} , Potenza efficiente in condizioni ISO standard [MW];
- σ_p , Statismo permanente di UP [%].

Quindi, in ciascun periodo rilevante, Terna considera ai fini delle proprie verifiche i parametri sopra elencati.

Inoltre, deve essere sempre garantito l'allineamento dei dati utilizzati sulla UVRP e comunicati a Terna tramite il RUP.

Di seguito sono riportate in forma tabellare le principali grandezze gestite dalla UVRP ai fini del test e della valorizzazione del contributo. Le potenze sono da considerarsi tutte in [MW], le frequenze in [Hz], i range di frequenza e l'errore di frequenza è da considerarsi in [mHz], i tempi in [s].

⁶ I valori di gradiente, a salire e a scendere, pur non essendo considerati nel modello, sono necessari per il monitoraggio e la caratterizzazione della prestazione dell'UP.

PARAMETRI			
Informazione	Aggiornamento	Range/Default	RUP statico/dinamico
k_e	Fuori linea	n.a.	Statico
σ_p	Fuori linea	[2....8]	Statico
P_{eff}	Fuori linea	n.a.	Statico
P_{mt}	Su variazione	n.a.	n.a.
P_{me}	Su variazione	n.a.	n.a.
P_{set} : Potenza di set-point ⁷	Continuo	n.a.	n.a.
Assetto UP	Su Variazione	n.a.	Dinamico
Indisponibilità regolazione primaria	Su variazione	n.a.	Dinamico
Banda di mancato contributo di energia di regolazione primaria	Fuori linea	[0....±50] Default ± 20mHz	n.a.
Durata del gradino di test	Fuori linea	[0....300] Default 120 s	n.a.
Δt_c : Passo di campionamento per acquisizione misure e archiviazione locale	Fuori linea	[1....5] Default 1s	n.a.

Tabella 1: Parametri; (Fonte: allegato 73 del CdR).

⁷ La potenza di set-point è la potenza lorda imposta nel regolatore di carico del gruppo, comprensivo dell'eventuale contributo di regolazione secondaria e a valle del limitatore finale di gradiente d'impianto. Nelle UP ove il contributo di regolazione primaria è implementato nel regolatore di carico, la P_{set} è pari alla potenza del set-point del regolatore di carico meno il contributo di primaria.

La Tabella 2, elenca le grandezze in ingresso necessarie per la gestione del test e la valorizzazione dell'energia per il contributo di regolazione primaria; nella seconda colonna è indicata la tipologia del dato, nella terza colonna le modalità di aggiornamento.

INPUT		
Informazione	Tipologia	Aggiornamento
P_{UP} , Potenza lorda di UP	Misura	Continuo
f , frequenza in ingresso al regolatore di velocità	Misura	Continuo
Trigger di inizio test	Comando	Su variazione
f_r , frequenza di rete	Misura	Continuo

Tabella 2: Input; (Fonte: allegato 73 del CdR).

La tabella 3, elenca le grandezze che la UVRP deve elaborare sulla base dei parametri e delle grandezze in ingresso. Nella seconda colonna è indicato se il calcolo viene effettuato su richiesta (test), su base temporale predefinita, o è calcolato sulla base del passo di campionamento scelto; in quest'ultimo caso per ogni campione delle grandezze in ingresso (e.g. 1s) vengono anche calcolate le grandezze con tipologia di calcolo "continuo".

ELABORAZIONI	
Informazione	Calcolo
Esito test	Su richiesta (test)
f_m Frequenza media	Su richiesta (test)
Δf_m Errore medio di frequenza	Su richiesta (test)
Δf Errore di frequenza	Continuo

E_i Energia campione i-esimo	Continuo
Energia positiva quart'oraria	Ogni 15'
Energia negativa quart'oraria	Ogni 15'

Tabella 3: Elaborazioni; (Fonte: allegato 73 del CdR).

La tabella 4, elenca le grandezze in uscita dalla UVRP. Nella seconda colonna è indicata la tipologia di aggiornamento della grandezza: su richiesta (test o estrazione off-line), su base temporale predefinita (periodico), o in funzione delle richieste del sistema di controllo di Terna.

OUTPUT	
Informazione	Aggiornamento
Esito test	Su richiesta
Test in corso	Su richiesta
Energia positiva quart'oraria	Periodico
Energia negativa quart'oraria	Periodico
Input, parametri, elaborazioni	Su richiesta
Potenza di ciascuna UP	4'' (configurabile [1''...4''])
Frequenza del canale del regolatore di velocità	4'' (configurabile [1''...4''])
Frequenza di rete	4'' (configurabile [1''...4''])

Tabella 4: Output; (Fonte: allegato 73 del CdR).

5.4. TEST DA REMOTO PER LA VERIFICA DELLA PRESENZA DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE PRIMARIA

Il test consiste nel simulare una variazione a gradino della frequenza di rete all'interno del sistema di regolazione dell'UP. La simulazione, per essere rappresentativa del comportamento dell'UP, dovrà essere effettuata in maniera contemporanea in tutti i punti del sistema di regolazione dell'UP che possono influenzare la risposta dell'UP nello svolgere il servizio di regolazione primaria della frequenza; tale variazione di frequenza sarà, di segno positivo o negativo, con valore pari a 100 mHz, e della durata di default pari a 2 minuti, in sovrapposizione alla frequenza di rete. Per l'avvio del test, Terna invia un comando codificato di trigger, interpretato dalla UVRP per inizio al test. La UVRP deve prevenire qualsiasi comportamento rischioso per l'impianto, impedendone la possibilità di iniziare il test e fornendo l'informazione di indisponibilità ai test su interrogazione dell'apparato da parte di Terna. Alcune delle fasi di funzionamento dell'impianto durante le quali lo stesso è indisponibile all'inizio del test sono, ad esempio: l'avviamento, lo spegnimento, la verifica con il gruppo in parallelo di altre funzionalità d'impianto, il funzionamento in modalità ILF (in condizioni di emergenza) e qualsiasi altro stato del processo termico o elettrico per il quale il test possa compromettere la continuità di funzionamento dell'impianto. Il titolare dell'UP è responsabile dell'individuazione degli stati di funzionamento nei quali l'UVRP deve impedire il test per la sicurezza e corretto funzionamento dell'impianto. Tali stati di funzionamento devono essere dichiarati contestualmente alla verifica dell'Organismo Accreditato. Per valutare la fattibilità del test, o la necessità di interrompere lo stesso, devono essere disponibili e configurabili sulla UVRP, con gli intervalli, le grandezze riportate nella Tabella 5.

GRANDEZZE DA SUPERVISIONARE PER LA VALIDITA' DEL TEST			
Informazione	Valore di default	Intervallo	Passo
Errore di frequenza di rete Soglia 1	30 mHz	[5...50 mHz]	5 mHz
Numero di campioni consecutivi con errore di frequenza superiore alla soglia1	5	[1...30]	1

Errore di frequenza di rete	100 mHz	[5...250]	5 mHz
Soglia 2			
Numero di campioni consecutivi con errore di frequenza superiore alla soglia2	1	[1...30]	1

Tabella 5: Grandezze da supervisionare per la validità del test; (Fonte: allegato 73 del CdR).

Prima o durante l'esecuzione del test, secondo i valori di default, nel caso in cui il valore assoluto dell'errore di frequenza di rete sia maggiore o uguale a 30 mHz per almeno 5 campioni, o anche per 1 solo campione superiore a 100 mHz, la UVRP deve risultare rispettivamente indisponibile al test o di interruzione dello stesso. Il test da remoto per la verifica della presenza del servizio di regolazione primaria può essere effettuato da Terna con frequenza anche giornaliera.

Ai fini della verifica della presenza del servizio di regolazione primaria la UVRP deve essere in grado di riscontrare che a seguito della sollecitazione di test la risposta sia coerente con la stessa.

Il riscontro è fatto valutando la variazione di potenza durante il test, utilizzando misure e dati con passo di campionamento delle grandezze pari a Δt_c (valore di default pari a 1 s).

La verifica ha esito positivo quando lo scostamento tra la potenza reale prodotta, P_{UP} , e la potenza di set-point, P_{set} , è coerente con la sollecitazione, ovvero:

- ✓ $P_{UPm} \leq P_{setm}$, per $\Delta f_m \geq 0$;
- ✓ $P_{UPm} \geq P_{setm}$, per $\Delta f_m \leq 0$;

Dove:

$\Delta f_m = (f_m - f_0)$ è l'errore di frequenza medio, $f_0 = 50$ Hz e $f_m = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{f_i}{n_c}$;

$P_{UPm} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{P_{UPi}}{n_c}$ è la potenza media lorda dell'UP durante il test;

$P_{setm} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{P_{seti}}{n_c}$ è la potenza lorda di set-point media di UP durante il test;

e dove:

P_{UPi} è la potenza di UP del campione i-esimo;

P_{seti} è la potenza di set-point del campione i-esimo;

n_c è il numero di campioni acquisiti durante il test, di default pari a 120, per campionamento Δt_c , pari a 1 secondo e durata del test pari a 120 s.

Nel caso in cui durante il test si raggiunga la potenza massima erogabile (P_{me}) o la potenza di minimo tecnico (P_{mt}), il test ha esito positivo se la variazione assoluta di potenza di UP, ΔP_{reale} , è almeno pari a 1,5% della potenza efficiente (P_{eff}), e pari ad almeno il 10% della P_{eff} nel caso di UP connesse in Sardegna o in Sicilia in condizioni di rete isolata.

Nello specifico deve esistere almeno un campione per il quale sia soddisfatta la relazione:

- $\Delta P_{reale} = \|P_i - P_0\| \geq 1,5\% P_{eff}$, per le UP sul continente e la Sicilia interconnessa;
- $\Delta P_{reale} = \|P_i - P_0\| \geq 10\% P_{eff}$, per le UP connesse alla rete della Sardegna e della Sicilia quando esercita in isola.

Dove:

P_i è la potenza acquisita in corrispondenza del campione i-esimo;

P_0 è la potenza di UP nel primo campione successivo al comando di trigger.

La UVRP, sulla base dei criteri sopracitati, fornisce un riscontro positivo, negativo o di non validità del test. La non validità del test è ammessa solo ed esclusivamente nei casi in cui si ricada nelle caratteristiche che non rendono effettuabile il test.

5.5. DETERMINAZIONE DEL CONTRIBUTO DI ENERGIA FORNITA

Sulla UVRP deve essere implementato il modello che, mediante l'acquisizione della frequenza in ingresso al regolatore di velocità e del punto di funzionamento dell'UP (potenza P_{UP}), valuta il contributo di regolazione primaria in potenza secondo le modalità di seguito elencate. Nota l'energia regolante di UP ai fini del calcolo di contributo energetico, k_e [MW/Hz] (rif. Tabella 1, par. 5.3) è possibile valutare il contributo energetico atteso per una data variazione di frequenza. L'algoritmo si basa sul principio che la variazione di frequenza, in assenza di grandi perturbazioni, ha delle dinamiche compatibili alla valutazione del contributo energetico i-esimo di regolazione primaria, E_i , mediante la relazione:

$$E_i = -k_e \cdot \Delta f_i \cdot \Delta t_c \quad (9)$$

Dove:

Δt_c è il passo di campionamento;

Δf_i è l'errore di frequenza del regolatore di velocità in corrispondenza del campione i-esimo.

La formula ha validità fino al raggiungimento dei limiti di funzionamento in potenza dell'UP: P_{mt} o P_{me} per errori di frequenza, rispettivamente, positivi o negativi. In tal caso, per i campioni in cui P_{UP} raggiunge le sopracitate soglie, si ha: $E_i = E_{i-1}$; ovvero l'energia di ciascun campione rimane invariata e pari all'ultimo campione prima del raggiungimento della soglia fintantoché la condizione permane.

Con riferimento al par. 5.3, Tabella 1, è da considerare nullo il contributo energetico nei casi di errori di frequenza all'interno della *Banda di mancato contributo di energia di regolazione primaria e in caso di indisponibilità di regolazione primaria*.

Il contributo di energia alla regolazione primaria è calcolato separatamente per la componente positiva e negativa mediante integrazione nel tempo del contributo di potenza. Per ogni quarto d'ora saranno registrati:

- L'energia corrispondente al contributo positivo di regolazione primaria mediante il modello;
- L'energia corrispondente al contributo negativo di regolazione primaria mediante il modello.

5.6. CRITERI PER LA VERIFICA DEL CONTRIBUTO DI ENERGIA FORNITA

Il riscontro tra la reale energia erogata e quella calcolata secondo il modello deve essere effettuato con i criteri di seguito descritti, sia in occasione della fase di certificazione, sia in caso di controlli a campione.

L'energia calcolata attraverso la relazione (9), viene confrontata con l'integrale delle misure di potenza acquisite dal campo e disponibili sulla UVRP. L'integrazione a partire dalle misure di potenza acquisite dal campo (P_{UP}) è effettuata con lo stesso passo di integrazione utilizzato per il calcolo del contributo alla regolazione primaria mediante il modello.

Durante la verifica saranno misurati e registrati, per ogni minuto:

- L'energia corrispondente al contributo di regolazione primaria calcolata mediante il modello, come descritto al par. 5.5;
- L'energia corrispondente al contributo di regolazione primaria calcolata a partire dalle misure, sulla base della formula seguente:

$$E = \sum_{i=1}^n \left[\frac{(\Delta P_i - \Delta P_{i-1})}{2} + \Delta P_{i-1} \right] \cdot \Delta t_c \quad (10)$$

Dove: $\Delta P_i = P_{UP} - P_{set}$, in corrispondenza del campione i-esimo.

La verifica ha riscontro positivo qualora, per ogni minuto in esame e per almeno un intero quarto d'ora, la differenza tra l'energia valutata mediante il modello e quella calcolata a partire dalle misure sia inferiore al +30%⁸ dell'energia valutata con le misure.

Qualora ci siano campioni energetici di un minuto che non rispettano questo parametro il modello è considerato non valido per la misurazione energetica del contributo alla regolazione primaria dell'UP.

⁸ La tolleranza positiva è da considerarsi come quella coerente con il verso della variazione di potenza attesa. Ad esempio, nel caso di sovralfrequenza, la tolleranza del + 30% è da intendersi come una variazione di potenza a scendere in cui il gruppo ha diminuito la sua potenza meno di quanto valutato con il modello. Per sottofrequenze la condizione è duale.

5.7. REMUNERAZIONE DEL CONTRIBUTO ALLA REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

Per consentire la remunerazione dell'energia erogata per la regolazione primaria di frequenza, è necessario inviare, dato un mese di riferimento per ogni quarto d'ora q e per ogni UP i -esima ammessa al meccanismo, le seguenti grandezze (dette anche dati per il settlement):

- $Q_{REGPRIM,i}^+(q)$, è l'energia corrispondente al contributo positivo a salire di regolazione primaria mediante modello, associata all'UP i -esima nel quarto d'ora q , effettivamente resa disponibile, definita dalla relazione (9);
- $Q_{REGPRIM,i}^-(q)$, è l'energia corrispondente al contributo negativo a scendere di regolazione primaria mediante modello, associata all'UP i -esima nel quarto d'ora q , effettivamente resa disponibile, definita sempre dalla relazione (9);

Tali grandezze dovranno essere rese disponibili a Terna dall'Utente del Dispacciamento in immissione entro il decimo giorno del mese successivo a quello di riferimento.

In tutti i periodi rilevanti nei quali i dati della UVRP non sono disponibili o in caso di errato calcolo, l'Utente del Dispacciamento è tenuto a dichiarare valori pari a zero per l'energia fornita quale contributo di primaria.

Inoltre, dalla somma algebrica dei due contributi relativi allo stesso periodo rilevante (quart'orario per le unità abilitate e orario per le unità non abilitate) Terna ricava il saldo netto di regolazione primaria, che è incluso nel programma di immissione del periodo rilevante valido ai fini del calcolo degli sbilanciamenti.

Quindi, Terna calcola, per ogni UP ammessa al meccanismo di remunerazione, e per ogni ora, i corrispettivi come di seguito definiti:

- $C_{Reg.Prim.Sal}$, pari al prodotto fra il contributo alla regolazione primaria a salire ed il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire:

$$C_{Reg.Prim.Sal} = -\left(\sum_{q \in h} Q_{REGPRIM,i}^+(q) \cdot P_{Prim.Sal,z}(h)\right) \quad (11)$$

- $C_{Reg.Prim.Sce}$, pari al prodotto fra il contributo alla regolazione primaria a scendere ed il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione

primaria a scendere:

$$C_{Reg.Prim.Sce.} = -\left(\sum_{q \in h} Q_{REGPRIM,i}^{-}(q) \cdot P_{Prim.Sce,z}(h)\right) \quad (12)$$

Dove:

$P_{Prim.Sal, z}(h)$, è il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire calcolato come il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP nella zona z in cui è localizzata l'UP i -esima nell'ora h a cui appartiene il quarto d'ora q , aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- ✓ Il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire su MSD a livello nazionale ($P_{m.sec.MSD}^{+}(h)$);
- ✓ La media a livello nazionale dei prezzi zonali di vendita registrati sul MGP ($P_{z,MGP}(h)$) ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone ($Q_{REG.SEC}^{+}(h)$) (Vedi appendice A);

$P_{Prim.Sce, z}(h)$, è il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a scendere calcolato come il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP nella zona z in cui è localizzata l'UP i -esima nell'ora h a cui appartiene il quarto d'ora q , ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- ✓ La media a livello nazionale dei prezzi zonali di vendita registrati sul MGP ($P_{z,MGP}(h)$) ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone ($Q_{REG.SEC}^{-}(h)$).
- ✓ Il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere su MSD a livello nazionale ($P_{m.sec.MSD}^{-}(h)$). (Vedi appendice A);

I prezzi di valorizzazione dei contributi alla regolazione primaria a salire e a scendere ($P_{Prim.Sal, z}(h)$ e $P_{Prim.Sce, z}(h)$) non possono essere superiori al VENF o inferiori a 0 €/MWh.

Pertanto, l'Utente del Dispacciamento riceve dal Gestore (Terna), se il corrispettivo è negativo, mentre paga al Gestore, se positivo.

5.8. CONTROLLI A CAMPIONE PER LA VERIFICA DEI DATI DI SETTLEMENT

Terna, utilizza per le verifiche, i dati inviati dall'Utente del Dispacciamento, le misure in proprio possesso e i dati disponibili sulla UVRP.

Terna effettua i seguenti tipi di verifiche:

- Corrispondenza tra il dato comunicato ai fini di settlement e il dato disponibile su UVRP;
- Corrispondenza del modello utilizzato dalla UVRP ai criteri di cui ai par. 5.5 e 5.6.

Inoltre, Terna verifica il consuntivo del contributo alla regolazione primaria inviato dagli Utenti del Dispacciamento ai fini di settlement, seguendo i seguenti principi:

- Numero minimo di controlli effettuati ogni anno pari a 10; ogni controllo consiste nella verifica a campione di almeno 1 ora di dati di una UP;
- Le UP sono scelte tenendo conto:
 - a) Dell'esito negativo dei test;
 - b) Della rilevanza in termini di contributo relativo alla regolazione primaria, prediligendo le UP di potenza efficiente superiore a 100 MVA;
 - c) Della titolarità di ciascuna UP selezionata, in modo da coinvolgere almeno tre titolari di impianti diversi.

Le verifiche possono avere i seguenti esiti:

- Condotta conforme, qualora per ogni minuto in esame e per almeno un intero quarto d'ora, la divergenza tra l'energia valutata mediante il modello e quella calcolata a partire dalle misure, sia inferiore al +30% dell'energia valutata con le misure (esito positivo della verifica);
- Condotta non conforme, qualora il dato comunicato ai fini di settlement si discosti rispetto al dato disponibile sulla UVRP per una quantità maggiore del 5% rispetto al dato disponibile sulla UVRP, oppure qualora la divergenza tra l'energia valutata mediante il modello e quella calcolata a partire dalle misure sia superiore al +35% (soglia standard), per almeno un minuto, all'interno del periodo rilevante esaminato;
- Condotta anomala, qualora la divergenza del modello utilizzato dalla UVRP ai criteri di cui ai par. 5.5 e 5.6 sia compresa tra la soglia di tolleranza del +30% e la soglia standard del +35%.

La condotta anomala è ritenuta transitoriamente accettabile a condizione che non si ripeta nelle eventuali verifiche a campione svolte nei 364 giorni successivi

alla data di accertamento della condotta anomala. In caso contrario, la condotta è assunta non conforme.

Quindi, a tutte le unità che risultano avere una condotta anomala e non conforme, non si possono applicare i corrispettivi, così come riportati nel par. 5.7, ma occorre effettuare un ricalcolo dei corrispettivi relativi sia alla remunerazione del contributo di regolazione primaria che agli sbilanciamenti:

- In caso di condotta non conforme, Terna procede al ricalcolo del contributo, considerando l'energia fornita quale contributo di primaria pari a zero;
- In caso di condotta anomala, per il periodo temporale che intercorre tra la data in cui Terna riscontra la condotta anomala e la data dell'ultima verifica a campione effettuata sulla medesima UP, Terna:
 - I. Ricalcola il contributo alla regolazione primaria effettivamente fornito dall'UP, ridefinendo il parametro k della relazione (9) e comunicandolo all'Utente del Dispacciamento che calcolerà l'energia di regolazione primaria fornita e la sottoporrà nuovamente a Terna;
 - II. Applica al contributo alla regolazione primaria effettivamente fornito il prezzo zonale di vendita registrato sul MGP;
 - III. Ridefinisce i corrispettivi di sbilanciamento effettivo afferenti all'UP alla luce della differenza tra il contributo alla regolazione primaria che l'UP era tenuta a fornire e quello effettivamente fornito.

5.9. MONITORAGGIO CONTINUO

Per le UP di potenza maggiore o uguale a 100 MVA devono essere rese disponibili alla UVRP le informazioni nel seguito descritte.

In particolare, è eseguito sull'apparato UVRP un monitoraggio continuo che consente di:

- Verificare in dettaglio il comportamento delle UP considerando le variabili di processo significative durante i test o durante i transitori significativi del SEN;
- Osservare la regolazione della UP durante le fluttuazioni naturali della frequenza del sistema.

La UVRP deve pertanto eseguire, con un ciclo di scansione a 20 ms, le seguenti elaborazioni:

- Calcolo della tensione e corrente in modulo e fase;
- Calcolo della potenza attiva e reattiva trifase;
- Calcolo della frequenza elettrica del gruppo;
- Calcolo dello statismo in base alla curva P/f secondo un algoritmo concordato con Terna.

Per quanto riguarda, ulteriori requisiti tecnici che la UVRP deve rispettare, le norme di riferimento ed i test più significativi; si prende come riferimento l'allegato 73 del Codice di Rete.

5.10. SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA TERNA

Lo scambio dei dati tra il sistema Terna e la UVRP avviene attraverso il medesimo sistema utilizzato per il telecontrollo della centrale di produzione da parte del Sistema di Controllo Terna.

La UVRP si interfaccia con l'apparato RTU⁹ in modalità analogica (tramite morsettiera) oppure in digitale tramite il protocollo IEC 60870-5-104 o IEC 60870-5-101. In questo caso è necessario che nei circuiti di comunicazione non vengano introdotti ulteriori ritardi che influenzano il campionamento prescritto. Il tempo di invio tra la UVRP e RTU deve essere inferiore a 0,5 s.

Il processo di scambio dati tra i suddetti sistemi consiste nei seguenti passaggi:

⁹ RTU, è l'apparato di telecontrollo per l'interconnessione al sistema informativo di Terna, per impianti che partecipano alla regolazione di frequenza e/o che necessitano il trasferimento delle informazioni di esercizio degli impianti. (Vedi Allegato 13 del CdR).

- La UVRP invia al sistema Terna lo stato di servizio di ogni UP che ne indica la disponibilità all'effettuazione del test;
- Il sistema terna invia alla UVRP un comando di attivazione test per ognuna delle UP;
- La UVRP restituisce la conferma di avvio del test e, al termine, ne segnala l'esito al sistema Terna;
- La UVRP invia le misure delle frequenze, dello statismo calcolato e della potenza di UP.

5.11. CERTIFICAZIONI

La UVRP ed i dispositivi correlati devono essere sottoposti ad attività di verifica da parte di un Organismo Accreditato (OA), organismo di Ispezione di Tipo "A", ai sensi della Norma UNI CEI EN ISO/IEC 17020:2012, o da organismi equivalenti a livello europeo, per prove e verifiche funzionali di prodotti elettrici ed elettronici.

La certificazione dell'installazione, della funzionalità e della configurazione della UVRP, deve essere effettuata all'atto della prima installazione e dopo ogni modifica.

L'OA verifica la corretta installazione, funzionalità e configurazione almeno dei seguenti apparati e dispositivi:

- UVRP e morsettiere ingresso uscita;
- Apparati di comunicazione (router);
- Apparati RTU;
- Morsettiere di confine;
- Convertitori di misura;

Gli interventi che richiedono l'esecuzione di una nuova certificazione sono:

- Interventi sugli apparati soggetti a verifica;
- Installazione di una nuova RTU o modifica delle configurazioni delle RTU già presenti;
- Modifica di impianto che abbia impatto sui sistemi supervisionati dalla UVRP e/o relativi al contributo di regolazione primaria;
- Aggiornamento sulla UVRP stessa (es. aggiornamento dei parametri del modello).

La certificazione deve essere effettuata entro 10 giorni lavorativi dall'intervento/modifica o dalla richiesta di Terna.

6. DISPACCIAMENTO E SBILANCIAMENTO

6.1. IL DISPACCIAMENTO

L'energia elettrica, di norma, non è un bene immagazzinabile; è quindi necessario produrre la quantità richiesta e smistarla nel sistema in modo che l'offerta e la domanda di elettricità siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità della fornitura del servizio in condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Quindi, la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza, è ciò che si chiama *servizio di dispacciamento*. Tale servizio è erogato da Terna secondo condizioni definite dall'Autorità.

Nel contesto del mercato liberalizzato dell'energia elettrica, il servizio di dispacciamento consente la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Qualora, infatti, ad impegni commerciali assunti sul mercato corrispondono impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico, Terna agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nei termini sopra indicati.

L'acquisizione di tale disponibilità rappresenta l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento e avviene per il tramite del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) dove la disponibilità è acquisita sulla base di offerte formulate dai soggetti aventi titolo.

Gli oneri che derivano da tali movimentazioni sono allocati alla collettività.

L'utente che sigla con Terna il contratto di dispacciamento si chiama *Utente del Dispacciamento* (UdD). Tale utente è il produttore o un suo delegato (Trader¹⁰). Nel caso di cessione dell'energie elettrica al GSE, quest'ultimo è l'utente del dispacciamento.

Ai fini del dispacciamento, le unità di produzione (UP) si distinguono in:

¹⁰ Un Trader è una persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica, senza esercitare attività di produzione, trasmissione o distribuzione nei paesi dell'Unione Europea.

- Rilevanti o non Rilevanti: in particolare, le UP rilevanti sono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati, non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti, sono classificate come non rilevanti. (Le UP non rilevanti, non possono essere delle UP abilitate "UPA");
- Abilitate o non Abilitate a partecipare al MSD: in particolare, le UPA, sono delle UP rilevanti che rispondono ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al MSD, per almeno uno dei servizi ivi negoziati; le UPNA, sono le unità di produzione o di consumo che non rispondono ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al MSD.

Le unità non rilevanti, ai fini del dispacciamento, vengono aggregate per ogni utente del dispacciamento e per ogni zona di mercato.

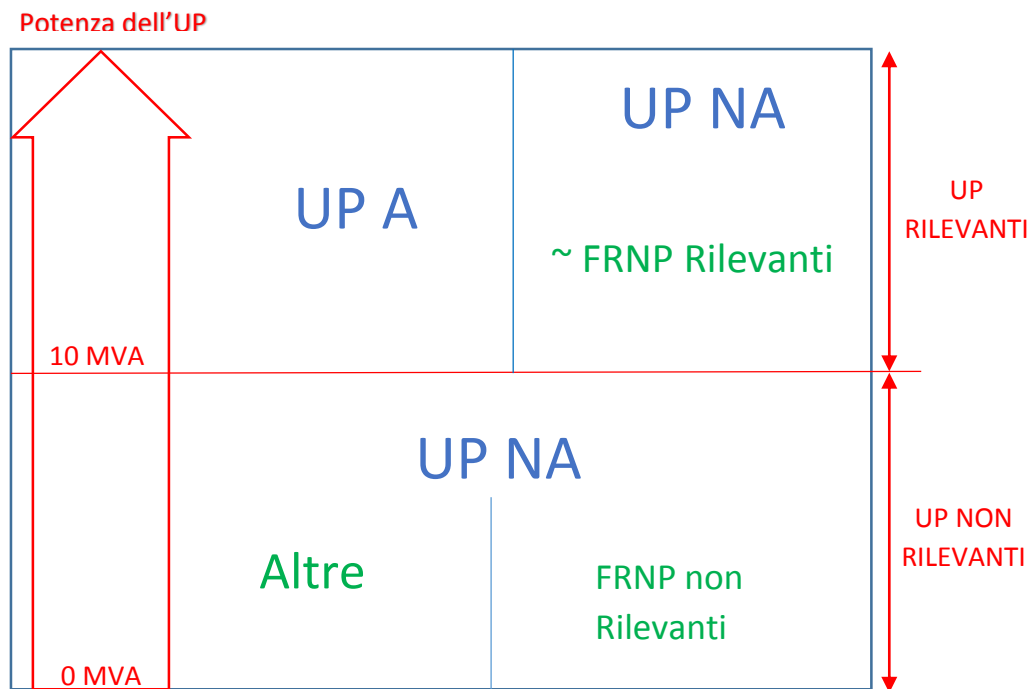


Figura 5: Schema riassuntivo della classificazione delle UP ai fini del dispacciamento.

6.2. GLI SBILANCIAMENTI

Ogni utente del dispacciamento è tenuto a presentare un programma in merito alle proprie immissioni di energia in rete (per gli impianti di potenza inferiore ai 10 MVA il programma viene presentato in forma aggregata). Tale programma viene commercializzato sul mercato del giorno prima, può essere modificato sul mercato infragiornaliero e può essere ulteriormente modificato sul MSD, (quest'ultima modifica si può avere soltanto nel caso di impianti abilitati a partecipare a MSD, quindi non per le FER).

Al termine dei mercati, il programma finale prende il nome di programma vincolante modificato e corretto (PVMC) [MWh]; questo è il programma che l'utente del dispacciamento è tenuto a rispettare.

La differenza (ora per ora nel caso di FRNP), in MWh, tra l'energia elettrica effettivamente immessa e quella risultante nel programma vincolante modificato e corretto prende il nome di **Sbilanciamento**. Esso può risultare positivo o negativo. (Quindi, gli sbilanciamenti nascono dopo la chiusura di tutti i mercati, decorso il tempo reale).

Se l'unità di produzione ha immesso più energia di quella indicata dal PVMC (sbilanciamento positivo), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è positivo. Quindi, il produttore sta vendendo più energia elettrica.

Viceversa, se l'energia immessa è inferiore a quella indicata dal PVMC (sbilanciamento negativo), il valore complessivo dell'energia sbilanciata è negativo. Quindi, il produttore sta riacquistando parte dell'energia elettrica già venduta.

Poiché l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento non è stata commercializzata nei mercati, non ha necessariamente lo stesso valore unitario dell'energia programmata. Quindi nascono maggiori costi o maggiori ricavi rispetto al caso in cui, a parità di immissioni, non ci siano stati sbilanciamenti.

Il prodotto tra lo sbilanciamento e il prezzo unitario dell'energia sbilanciata prende il nome di **corrispettivo di sbilanciamento**.

Il corrispettivo di sbilanciamento non è una "penalizzazione" per non aver rispettato un programma, ma rappresenta la valorizzazione di mercato dell'energia elettrica in tempo reale che, quindi, internalizza parte dei costi indotti sul sistema elettrico per effetto degli sbilanciamenti.

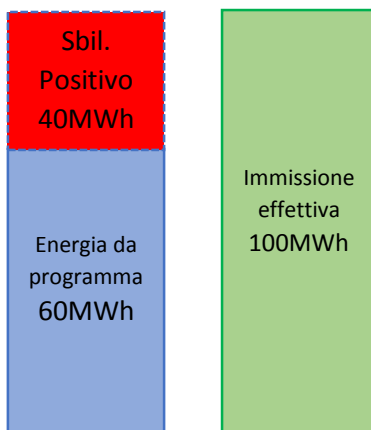
Quindi, il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissione e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel MSD.

Gli sbilanciamenti sono valorizzati tramite il corrispettivo di sbilanciamento che:

- **Per le unità abilitate** è sempre penalizzante e tiene conto del prezzo di acquisto o vendita su MSD (è un prezzo \leq prezzo MGP), riflettendo il valore di mercato di tale energia; (vedi il seguente esempio).

Esempio 1:

Esempio di Sbil. Positivo nel punto di dispacciamento.



Ipotesi:

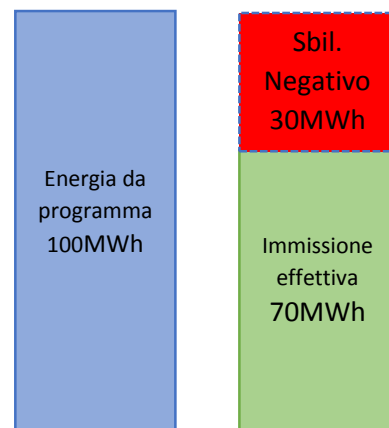
Prezzo zonale orario: 75 €/MWh;
 Prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate su MSD: 35 €/MWh;
 Prezzo più alto delle offerte di vendita accettate su MSD: 105 €/MWh;

Valorizzazione dell'energia a programma:
 $60 \text{ MWh} \cdot 75 \text{ €/MWh} = 4500 \text{ €};$

Valorizzazione sbilanciamento:

$40 \text{ MWh} \cdot 75 \text{ €/MWh} = 3000 \text{ €};$
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo.
 Oppure
 $40 \text{ MWh} \cdot \min(35; 75) \text{ €/MWh} = 1400 \text{ €};$
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo.

Esempio di Sbil. Negativo nel punto di dispacciamento.



Ipotesi:

Prezzo zonale orario: 75 €/MWh;
 Prezzo più basso delle offerte di acquisto accettate su MSD: 35 €/MWh;
 Prezzo più alto delle offerte di vendita accettate su MSD: 105 €/MWh;

Valorizzazione dell'energia a programma:
 $100 \text{ MWh} \cdot 75 \text{ €/MWh} = 7500 \text{ €};$

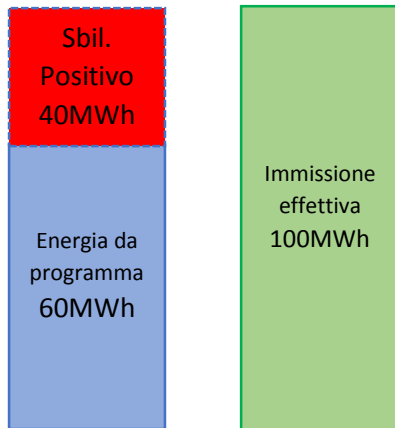
Valorizzazione sbilanciamento:

$-30 \text{ MWh} \cdot \max(75; 105) \text{ €/MWh} = -3150 \text{ €};$
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo.
 Oppure
 $-30 \text{ MWh} \cdot 75 \text{ €/MWh} = -2250 \text{ €};$
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo.

- **Per le unità non abilitate** corrisponde al prezzo medio di acquisto o vendita su MSD (può essere maggiore o minore del prezzo del MGP), approssimando il valore di mercato di tale energia; (vedi l'esempio seguente).

Esempio 2:

Esempio di Sbil. Positivo nel punto di dispacciamento.



Ipotesi:

Prezzo zonale orario: 75 €/MWh;
 Prezzo medio delle offerte di acquisto accettate su MSD: 50 €/MWh;
 Prezzo medio delle offerte di vendita accettate su MSD: 90 €/MWh;

Valorizzazione dell'energia a programma:

60 MWh · 75 €/MWh=4500 €;

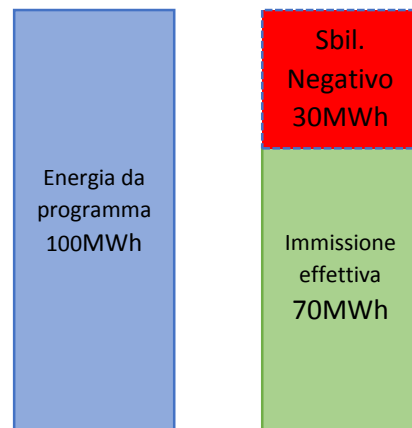
Valorizzazione sbilanciamento:

40MWh · max(75; 90) €/MWh=3600 €;
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo.

Oppure

40MWh · min(50;75) €/MWh=2000 €;
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo.

Esempio di Sbil. Negativo nel punto di dispacciamento.



Ipotesi:

Prezzo zonale orario: 75 €/MWh;
 Prezzo medio delle offerte di acquisto accettate su MSD: 50 €/MWh;
 Prezzo medio delle offerte di vendita accettate su MSD: 90 €/MWh;

Valorizzazione dell'energia a programma:

100 MWh · 75 €/MWh=7500 €;

Valorizzazione sbilanciamento:

-30MWh · max(75; 90) €/MWh= -2700 €;
 se sbilanciamento aggregato zonale negativo.

Oppure

-30MWh · min(50;75) €/MWh= -1500 €;
 se sbilanciamento aggregato zonale positivo.

Anche le unità di produzione alimentate da FRNP, sono delle unità non abilitate, e quindi, l'insieme delle UP a FRNP di zona, paga quanto complessivamente avrebbero pagato tutte insieme se fossero state semplicemente non abilitate, con l'unica differenza che tra le singole UP a FRNP, c'è chi paga di più e chi meno; (come vedremo di seguito).

6.3. GLI SBILANCIAMENTI PER LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI “FRNP”

La “non programmabilità” delle FRNP¹¹ non comporta l’impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete.

In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte.

L’Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che gli utenti del dispacciamento possano scegliere, dandone comunicazione a Terna su base annuale solare, per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, tra due diverse modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento:

- I. Applicazione del corrispettivo di sbilanciamento, previsto per una generica unità di produzione non abilitata (Esempio 2 del par. 6.2), calcolato con il cosiddetto modello “senza banda”, riportato nella seguente figura 6:

¹¹ Le UP non programmabili sono definite dal D.lgs. 387/03, come le UP che utilizzano l’energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l’energia geotermica o l’energia idraulica, limitatamente in quest’ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

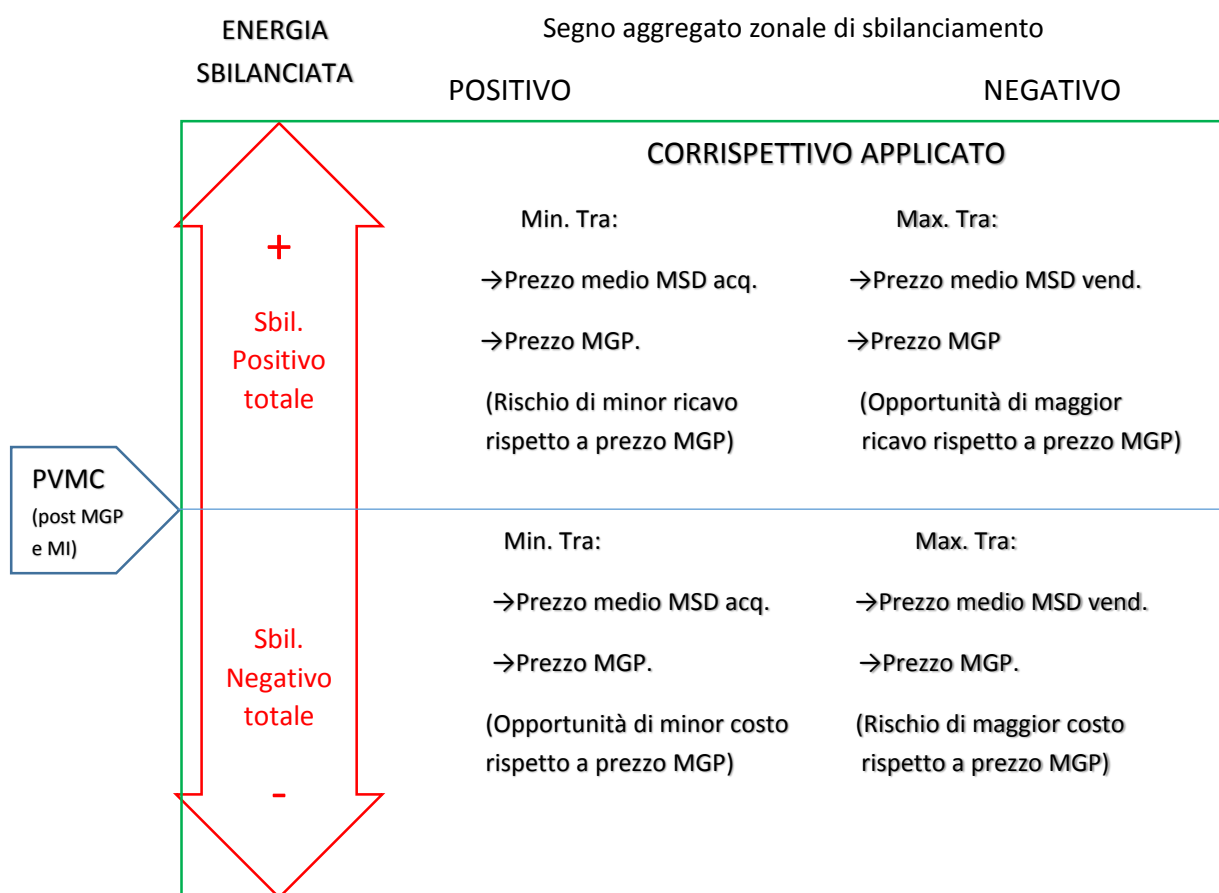


Figura 6: Modello senza banda.

- II. Somma algebrica di tre componenti date:
- Dall'applicazione allo sbilanciamento effettivo eccedente le bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari a quello previsto al precedente punto I;
 - Dall'applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza di un prezzo di sbilanciamento pari al prezzo zonale orario definito sul MGP;
 - Dall'applicazione allo sbilanciamento effettivo rientrante nelle bande di tolleranza considerato in valore assoluto di un prezzo di sbilanciamento dato dalla quota perequativa zonale; (vedi figura 7):

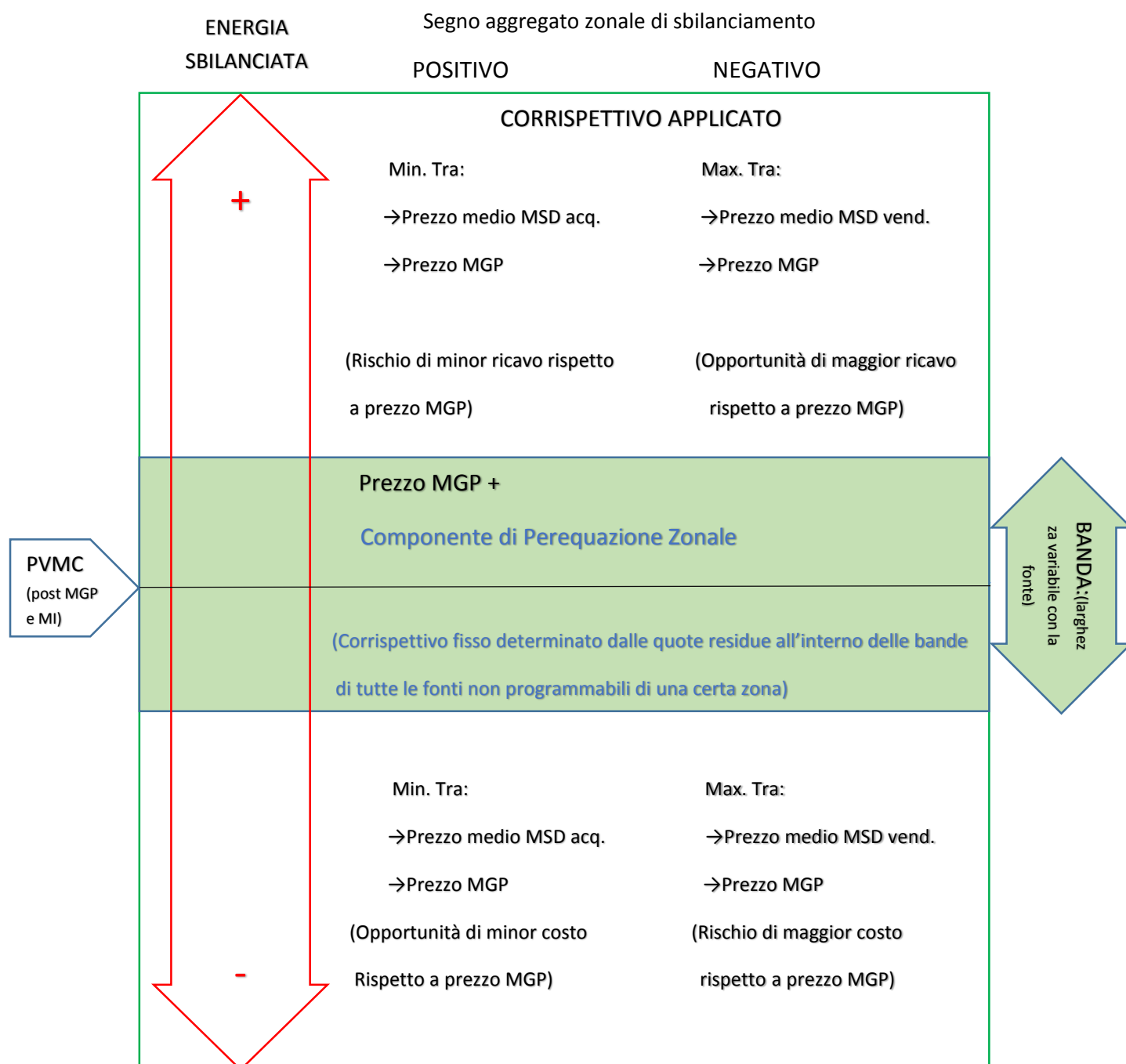


Figura 7: Modello con la banda.

NB: quindi è l'Utente del dispacciamento, che decide se applicare o meno la banda opportuna.

In altri termini la prima opzione prevede che le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili siano assoggettate alla stessa regolamentazione di valorizzazione degli sbilanciamenti valida per le unità di produzione programmabili non abilitate al MSD.

La seconda opzione prevede l'applicazione di bande di tolleranza al programma vincolante modificato e corretto (PVMC), differenziate per fonte, in modo tale che tutti i corrispettivi di sbilanciamento siano comunque allocati tra i produttori a fonte rinnovabile non programmabile, e quindi non vengano socializzati.

Le bande di tolleranza previste per le FRNP sono le seguenti:

- Eolico > 10 MW: 49% del PVMC;
- Fotovoltaico > 10 MW: 31% del PVMC;
- Eolico < 10 MW: 8% del PVMC;
- Fotovoltaico < 10 MW: 8% del PVMC;
- Idro ad acqua fluente: 8% del PVMC;
- Altre FRNP: 1,5% del PVMC.

6.4. ONERI DI SBILANCIAMENTO

Il Gestore (Terna) calcola, per ogni periodo rilevante lo sbilanciamento effettivo in ciascun punto di dispacciamento per unità abilitate e non abilitate. Per le **unità abilitate** il periodo rilevante è **quart'orario** per quelle **non abilitate** è **orario**.

Il Gestore calcola per ogni macrozona¹² e periodo rilevante il segno di sbilanciamento aggregato macrozonale SBILZON(q) e SBILZON(h) e i prezzi di sbilanciamento.

Il segno di sbilanciamento aggregato macrozonale è calcolato come segue:

$$SBILZON(h) = - (Q^{MSD}(h) + Q^{MB}(h));$$

Dove:

$$Q^{MSD}(h) = \sum_i^{UPA} Q_{acc,i}^{MSD+}(h) + \sum_i^{UPA} Q_{acc,i}^{MSD-}(h);$$

$$Q^{MB}(h) = \sum_{q \in h}^h Q^{MB}(q);$$

$$Q^{MB}(q) = \sum_i^{UPA} Q_{acc,i}^{MB+}(q) + \sum_i^{UPA} Q_{acc,i}^{MB-}(q) + \sum_i^{UPNA} Q_{acc,i}^{NA_MB+}(q) + \sum_i^{UPNA} Q_{acc,i}^{NA_MB-}(q);$$

¹² In seguito alla delibera 525 sulle macrozone, a partire dal 1° novembre 2014, il numero di macrozone è passato da 4 a 2 e quindi si hanno soltanto le macrozone Nord e Sud.

Dove:

- i : indice che individua l'UP nella macrozona;
- h : indice che indica l'ora di riferimento;
- q : indice che indica il quarto d'ora di riferimento;
- $Q_{acc,i}^{MSD+}(h)$: quantità di energia accettate orarie in vendita nel MSD fase di programmazione dell'unità di produzione abilitata i -esima espressa in MWh riferite ad ogni macrozona;
- $Q_{acc,i}^{MSD-}(h)$: quantità di energia accettate orarie in acquisto nel MSD fase di programmazione dell'unità di produzione abilitata i -esima espressa in MWh riferite ad ogni macrozona;
- $Q_{acc,i}^{MB+}(q)$: quantità di energia accettate quart'orarie in vendita nel MSD fase di bilanciamento dell'unità di produzione abilitata i -esima espressa in MWh riferite ad ogni macrozona;
- $Q_{acc,i}^{MB-}(q)$: quantità di energia accettate quart'orarie in acquisto nel MSD fase di bilanciamento dell'unità di produzione abilitata i -esima espressa in MWh riferite ad ogni macrozona;
- $Q_{acc,i}^{NA,MB+}(q)$: quantità di energia quart'orarie in incremento a seguito della modifica richiesta da Terna nel programma post-MI dell'unità di produzione non abilitata i , espressa in MWh;
- $Q_{acc,i}^{NA,MB-}(q)$: quantità di energia quart'orarie in decremento a seguito della modifica richiesta da Terna nel programma post-MI dell'unità di produzione non abilitata i , espressa in MWh.

Le quantità accettate di offerte di vendita ed in incremento (+) sono considerate con segno positivo, le quantità accettate di offerte di acquisto e in decremento (-) sono considerate con segno negativo.

In caso di SBILZON pari a zero, il segno di sbilanciamento è considerato convenzionalmente positivo.

Per ogni unità di produzione non abilitata, lo sbilanciamento effettivo per ogni ora è calcolato come segue:

$$SBILUP(h) = E_{imm}(h) - E_{prog}(h);$$

Dove:

- $E_{imm}(h)$ è l'energia immessa in rete oraria;
- $E_{prog}(h) = \begin{cases} P_{MI}(h) + E_{regprim}(h); \\ P_{MOVIM}(h) + E_{regprim}(h); \end{cases}$

In cui:

- $P_{MI}(h)$: **programma post-MI**;
- $P_{MOVIM}(h)$: programma dell'unità di produzione non abilitata modificato dal Gestore a seguito della movimentazione richiesta in tempo reale;
- $E_{regprim}(h)$: è l'energia associata al saldo netto di regolazione primaria nell'ora h qualora l'UP sia ammessa al meccanismo di remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, altrimenti tale contributo è posto pari a zero.

Il Gestore calcola la componente perequativa zonale (vedi figura 7) per ogni periodo rilevante, per ogni zona e per tutti i punti di dispacciamento relativi a unità non abilitate alimentate da FRNP appartenenti alla medesima zona e per le quali l'UdD non abbia richiesto la valorizzazione dello sbilanciamento al regime alternativo di cui al punto I. del paragrafo 6.3.

Il Gestore calcola il valore orario della componente perequativa zonale " $P_{CompPer}(h)_z$ " come segue:

$$P_{CompPer,z}(h) = \frac{\sum_{i \in z} \left[(P_{NON\ ABI,i,z}(h) - P_{MGP}(h)) \cdot \left(\min(|SBILUP(h)|; |\alpha \cdot E_{prog}(h)|) \cdot \frac{SBILUP(h)}{|SBILUP(h)|} \right)_i \right]}{\sum_{i \in z} \min(|SBILUP(h)|; |\alpha \cdot E_{prog}(h)|)_i}$$

Dove:

- α : è la larghezza della banda di tolleranza adottata;
- i : è l'indice che indica l'unità di produzione i -esima che non ha scelto il regime alternativo per la remunerazione dello sbilanciamento;
- $P_{NON\ ABI,i,z}(h)$: è il prezzo di sbilanciamento applicato all'unità i -esima appartenente alla zona z come definito al punto I del paragrafo 6.3, (cioè quello per le UPNA).

Perciò la componente perequativa zonale, è un corrispettivo fisso determinato dalle quote residue all'interno delle bande di tutte le FRNP di una certa zona; **Quindi, tale componente perequativa svolge una compensazione economica, al fine di ridurre la differenza tra le quote residue riferite alle diverse UP.**

Quindi, il seguente importo:

$\min(|SBILUP(h)|; |\alpha \cdot E_{prog}(h)|)^{13} \cdot |P_{CompPer,z}(h)|$, viene “pagato”:

- Dall’UdD al Gestore, se $P_{CompPer,z}(h) < 0$;
- Dal Gestore all’UdD, se $P_{CompPer,z}(h) > 0$;

Il valore del corrispettivo sarà spinto principalmente dagli impianti eolici rilevanti a motivo della loro banda pari a 49% e dei maggiori volumi sbilanciati che caratterizzano la fonte eolica, provocando un incremento della componente perequativa zonale (CPZ) anche per la fonte fotovoltaica (nelle ore in cui anche il FV produce) sebbene essa sia meno responsabile della crescita della Quota Residua totale della zona.

Una stima fatta da “eLeMeNS” del costo netto CPZ su scala nazionale per l’anno 2013 è di 2÷2,5 €/MWh. Questa stima però deve essere considerata prudenzialmente come un valore approssimato: la CPZ sarà calcolata ora per ora e zona per zona in funzione del comportamento variabile di tutti gli impianti a FRNP e della Quota Residua.

Inoltre, tenendo in considerazione le bande applicate e la volatilità tipica di ogni tecnologia non programmabile, la CPZ appare relativamente più significativa nelle zone con alta concentrazione di energia eolica (Sud, Sicilia e Sardegna).

6.4.1. Quota residua

Il termine: $(P_{NON\ ABI,i}(h) - P_{MGP}(h)) \cdot sbil$; prende il nome di **Quota Residua**. Rappresenta il maggior ricavo o il maggior costo in capo al produttore rispetto al caso in cui, l’energia totale sbilanciata (sbil.), fosse valorizzata esclusivamente al P_{MGP} . Inoltre, la suddetta quota residua nell’ambito degli oneri di sbilanciamento relativi alle FRNP che usano il modello che prevede la banda, subisce una suddivisione in due quote; la prima va a finire nella CPZ e la seconda va a finire negli oneri relativi all’energia sbilanciata, fuori banda.

Bisogna tener presente, che Terna applica all’UdD l’intero corrispettivo di sbilanciamento che si somma algebricamente alla negoziazione dei programmi di immissione di energia elettrica. Non viene quindi esplicitamente applicata la quota residua.

¹³ Il termine: $\min(|SBILUP(h)|; |\alpha \cdot E_{prog}(h)|)$, indica la parte di sbilanciamento rientrante all’interno della banda che si sta prendendo in considerazione.

6.5. TRASFERIMENTO DEI CORRISPETTIVI DI SBILANCIAMENTO

Terna, dopo aver calcolato i corrispettivi di sbilanciamento, li applica all'UdD, che a sua volta trasferisce le Quote Residue ai produttori (o in alcuni casi agli utenti finali).

Le UP alimentate da FRNP, possono scegliersi l'Utente del Dispacciamento, secondo quanto previsto dalla seguente tabella 6:

FONTE	TAGLIA (Pn)	APPARTENENZA (Incentivazione della FER)	U.d.D. che la fonte può scegliere
Fotovoltaico	Tutte le taglie	(I, II, III) C.E ¹⁴ e IV C.E fino al 31/12/2012.	TRADING O GSE
		IV C.E dal 31/12/12, V C.E.	GSE
Eolico e Idro ad Acqua Fluente	0÷200 kW	CIP 6/92 ¹⁵	GSE
		Certificati verdi	TRADING O GSE
		Tariffa omnicomp.	GSE
		Tariffa incentivante ¹⁶ (DM, 6/07/2012)	GSE
	200÷1000 kW	CIP 6/92	GSE
		Certificati verdi	TRADING O GSE
		Tariffa incentivante (DM, 6/07/2012)	GSE
	>1 MW	CIP 6/92	GSE
		Certificati verdi	TRADING O GSE
		Tariffa incentivante (DM, 6/07/2012)	TRADING

¹⁴ Il conto energia (C.E) è un meccanismo che premia con tariffe incentivanti, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

¹⁵ Il CIP6 è un provvedimento del '92 che stabilisce prezzi incentivanti per l'energia prodotta con impianti alimentati da FER e assimilate (come gli impianti di cogenerazione).

¹⁶ Il DM 06/07/2012, stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica di impianti alimentati da FER (diversi da quelli fotovoltaici) con Pn≥1kW. Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi che entrano in esercizio dal 01/01/2013, (per la produzione di energia elettrica netta immessa in rete). Tale decreto individua per ciascuna fonte (in base alla Pn e al tipo d'impianto), il valore della tariffa incentivante base (Tb). Le tariffe base si sono ridotte del 2% per ciascuno degli anni successivi al 2013, fino al 2015.

Bioenergie e Idro, Programmabile	<1 MW	CIP 6/92	GSE
		Certificati verdi	TRADING/GSE
		Tariffa omnicomp.	GSE
		Tariffa incentivante (DM, 6/07/2012)	GSE
	1÷10 MW	CIP 6/92	GSE
		Certificati verdi	TRADING/GSE
		Tariffa incentivante (DM, 6/07/2012)	TRADING
	>10 MW	CIP 6/92	GSE
		Certificati verdi	TRADING
		Tariffa incentivante (DM, 6/07/2012)	TRADING

Tabella 6: Tabella per la scelta dell'UdD.

A questo punto, per avere un quadro più dettagliato sulle FER che “pagano” e che “non pagano” gli sbilanciamenti, si fa riferimento alle 2 tabelle riportate di seguito:

	Fonte	Corrispettivo di Sbilanciamento	Chi paga
Mercato Libero	Tutte	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Calcolato in funzione dello sbilanciamento aggregato macrozonale; ➤ Allineato ai prezzi medi su MSD; ➤ Possibilità da parte dell'UdD di applicare una banda per la CPZ. 	Utente del Dispacciamento, (Produttore/Trader)
GSE: “Ritiro Dedicato”	Tutte		Il GSE, che trasferisce la Quota Residua sui Produttori .
GSE: “IV, C.E” (1)	Fotovoltaico, in esercizio entro il 31/12/2012		
GSE: “V, C.E”	Fotovoltaico		
GSE: “Tariffa incentivante” (DM 6/07/2012)	Tutte, fino ad 1 MW; (FV escluso)		

Tabella 7: Fonti “Produttori” che pagano gli sbilanciamenti.

	Fonte	Corrispettivo di Sbilanciamento	Chi paga
GSE: “CIP 6/92” e “Scambio sul posto”	Tutte	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Calcolato in funzione dello sbilanciamento aggregato macrozonale; 	Il GSE, che trasferisce la Quota Residua sui Consumatori . (Componente A3)
GSE: “Tariffa Omnicomp.” (DM. 18/12/2008)	Tutte, fino ad 1 MW, (200 kW per l'eolico); (FV escluso)		

GSE: "IV, C.E" (2)	Fotovoltaico, in esercizio dopo il 31/12/2012	➤ Allineato ai prezzi medi su MSD; (Quindi in questi casi viene usato il modello senza banda "Fig.1")	
-----------------------	---	--	--

Tabella 8: Fonti "Produttori" che non pagano gli sbilanciamenti.

Nel caso in cui l'UdD sia una società di TRADING, allora si ha la cessione (mediante contratto bilaterale) dell'energia ad un grossista (Trader) che ritira l'energia e svolge il ruolo di UdD per il produttore.

Il contratto bilaterale tra Produttore e Trader definisce:

- Oggetto e tempo della fornitura;
- Prezzo di acquisto;
- Regolazione dei corrispettivi;
- Responsabilità del dispacciamento ed oneri di sbilanciamento;
- Fatturazione e pagamento.

Quindi, l'utilizzo di un Trader, come soggetto terzo diverso dal GSE, nel ruolo di UdD consente di raggiungere soluzioni più semplici, in funzione della possibilità di accordo tra Produttore e Grossista.

Se invece l'UdD è il GSE (Ritiro Dedicato, Tariffe Fisse Omnicomprensive, Scambio sul Posto), l'Autorità disciplina anche il rapporto contrattuale tra GSE e Produttore.

6.5.1. Ritiro Dedicato (RiD)

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Consiste nella cessione dell'energia elettrica immessa in rete al **Gestore dei Servizi Energetici** (GSE), che provvede a remunerarla, corrispondendo al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato.

Al GSE è attribuito il ruolo di:

- Soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto e la rivende sul mercato elettrico;
- Utente del Dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei produttori;

- Interfaccia unica, in sostituzione del produttore, verso il sistema elettrico tanto per la compravendita di energia quanto per i principali servizi connessi.

Possono richiedere l'accesso al regime di Ritiro Dedicato gli impianti¹⁷ alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondono alle seguenti condizioni:

- $S_n^{18} < 10$ MVA, alimentati da FER;
- Potenza qualsiasi per impianti che producono energia elettrica dalle seguenti FER: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice;
- $S_n < 10$ MVA, alimentati da fonti NON rinnovabili;
- $S_n \geq 10$ MVA, alimentati da FER diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica.

L'energia elettrica immessa in rete dai produttori e ritirata dal GSE con il meccanismo del RiD viene valorizzata dal GSE al "**prezzo medio zonale orario**", (ovvero al prezzo medio mensile per fascia oraria formatosi sul mercato elettrico) corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

I Produttori di piccola taglia, con impianti di $P_n \leq 1$ MW, possono ricevere dal GSE una remunerazione garantita (i cosiddetti "**prezzi minimi garantiti**"¹⁹) per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete.

I prezzi minimi garantiti hanno una duplice finalità:

- i. La prima è quella di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate;
- ii. La seconda è quella di garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

Quindi i prezzi minimi garantiti sono correlati ai costi di gestione e di combustibile (se presenti).

L'energia elettrica ritirata nell'ambito del RiD dal GSE viene da quest'ultimo collocata sul mercato, e quindi la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti²⁰.

In conclusione, il Ritiro Dedicato dell'energia è un meccanismo non compatibile con lo scambio sul posto e con la Tariffa Omnicomprensiva.

¹⁷ Secondo le elaborazioni fatte da eLeMeNS sui dati del GSE; per l'anno 2013, la taglia media degli impianti in RiD è: Eolico→7,6 MW; FV→220 kW; Bioenergie→740 kW; Idro→690 kW.

¹⁸ S_n è la potenza apparente nominale.

¹⁹ I prezzi minimi garantiti sono aggiornati annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

²⁰ Nell'appendice B è riportata una tabella con i prezzi minimi garantiti per l'anno 2015.

6.5.2. Scambio sul Posto (SSP)

Lo Scambio sul Posto, è una particolare modalità di valorizzazione dell'energia elettrica che consente, al Produttore, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma non direttamente consumata, per poi prelevarla in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Il meccanismo di SSP consente al Produttore che abbia presentato la richiesta al GSE, di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. Tale meccanismo non è compatibile con il Ritiro Dedicato e con la Tariffa Omnicomprensiva.

Il GSE, ha il compito di gestire le attività connesse allo scambio sul posto e di erogare il **contributo in conto scambio** (CS), che garantisce il rimborso di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo dell'energia elettrica dalla rete. Il contributo è determinato dal GSE tenendo conto delle peculiari caratteristiche dell'impianto e dei profili di consumo (prelievo) teorici e standard attribuiti a ciascun utente dello scambio. E' calcolato sulla base delle informazioni che i gestori di rete sono tenuti a inviare periodicamente al GSE.

Quindi tale contributo (CS), tiene conto sia dell'energia prelevata che di quella immessa in rete dall'utente di scambio.

Le condizioni per accedere allo scambio sul posto sono:

- 1) L'utente dello scambio è un **cliente finale** (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale libero.
- 2) L'utente dello scambio è titolare o dispone di:
 - a) Impianti alimentati da FER di $P_n \leq 200$ kW (500 kW per i nuovi entrati dal 2015);
 - b) Impianti di cogenerazione ad alto rendimento di $P_n \leq 200$ kW.
- 3) L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- 4) Il punto di connessione dell'utente dello scambio (produzione e carico) alle rete è unico (eccetto il caso di impianti alimentati da FER e l'utente dello scambio sia un comune con popolazione fino a 20.000 abitanti).

6.5.3. Trasferimento dei Corrispettivi di Sbilanciamento alle UP appartenenti al RiD/TFO, (ai sensi delle Regole Tecniche del GSE)

UP alimentate da FRNP, Rilevanti

Per ciascuna UP rilevante, il GSE determina, per ogni punto di dispacciamento “i”, la Quota Residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_{i,h} = (C_{i,h}^{sbil} - P_{i,h}^z \cdot Sbil_{i,h}); \quad (13)$$

Dove:

- $OS_{i,h}$: Quota Residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all’i-esimo punto di dispacciamento;
- $C_{i,h}^{sbil}$: Corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna all’i-esimo punto di dispacciamento nell’ora h;
- $P_{i,h}^z$: Prezzo di vendita dell’energia elettrica nella zona “z” in cui ricade l’i-esimo punto di dispacciamento per l’ora h;
- $Sbil_{i,h}$: Sbilanciamento effettivo attribuito dal GSE all’i-esimo punto di dispacciamento nell’ora h.

Successivamente, il GSE definisce la “quota residua puntuale”, relativa all’i-esimo punto di dispacciamento (determinata su base mensile), con la seguente formula:

$$OS_i = \sum_{h=1}^n OS_{i,h}; \quad (14)$$

Dove “n” è il numero di ore presenti in un determinato mese.

Le quote residue puntuali vengono redistribuite attraverso l’applicazione di un algoritmo di aggregazione (che prevede la stabilizzazione e la perequazione), al fine di:

- 1) Ridurre la correlazione tra le performance di previsione e le quote residue redistribuite; (Stabilizzazione);
- 2) Ridurre il divario tra il valore minimo e massimo delle quote residue di sbilanciamento relative alle singole UP alimentate dalla fonte (f), facendole tendere ad un valore medio; (Perequazione).

L’algoritmo prevede un’aggregazione distinta per ogni fonte primaria (ad esempio: eolica, fotovoltaica, idroelettrica ad acqua fluente). All’interno di

ciascuna fonte, la quota residua da trasferire alla singola unità di produzione i , viene definita dalla seguente combinazione lineare:

$$OS_i^{TR} = s \cdot OS_{MOD_i} + (1 - s) \cdot \widetilde{OS}_i; \quad (15)$$

Dove:

- s^{21} : è il coefficiente di stabilizzazione pari a 0,5;
- OS_{MOD_i} : è la quota residua Stabilizzata relativa all'unità i -esima (calcolata di seguito);
- \widetilde{OS}_i : è la quota residua Perequata relativa all'unità i -esima calcolata con il meccanismo di perequazione riportato nelle regole tecniche del GSE.

Per il calcolo della OS_{MOD_i} , si procede prima con il calcolare la quota residua totale, con la seguente formula:

$$OS_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n OS_{k,h} ; \quad (16)$$

Dove:

j_f è il numero di UP rilevanti di fonte f ;

n è il numero di ore mensili.

Tale valore viene calcolato per fonte primaria, in modo da applicare l'algoritmo di stabilizzazione per ciascuna fonte distintamente e indipendentemente dalla zona di appartenenza dell'unità di produzione.

La quota residua di ciascuna unità di produzione i , derivante dall'applicazione del meccanismo di stabilizzazione, viene definita OS_{MOD_i} ed è calcolata come segue:

$$OS_{MOD_i} = OS_{TOT} \cdot \pi_i \quad (17)$$

Dove π_i , è l'indice di prevedibilità dell'unità di produzione. Esso è un indice compreso tra 0 e 1.

²¹ Il valore del coefficiente di stabilizzazione potrà essere aggiornato periodicamente (tipicamente di anno in anno), sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo.

L'indice di prevedibilità dell'unità di produzione "i" è definito nel modo seguente:

$$\pi_i = \frac{\sum_{h=1}^n |Sbil_{i,h}|}{\sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n |Sbil_{k,h}|}, \quad k = 1, \dots, i, \dots, j_f \quad (18)$$

Dove:

k è l'indice delle UP appartenenti alla stessa fonte f;

j_f è il numero di UP Rilevanti di fonte f;

n è il numero di ore mensili.

Tanto più la previsione per l'unità di produzione i-esima si è dimostrata efficace, tanto più l'indice di prevedibilità tende a zero. Viceversa, tanto più la previsione per l'unità di produzione i-esima è incerta, tanto più l'indice di prevedibilità si approssima ad 1, raggiungendo tale valore nel caso in cui l'impianto i-esimo sia il solo responsabile dello sbilanciamento complessivo della fonte.

UP alimentate da FRNP, NON Rilevanti

In questo caso si presenta la necessità di dover dapprima provvedere alla ripartizione dei corrispettivi di quota residua tra i diversi regimi commerciali e successivamente di trasferire alle singole unità di produzione RiD e TFO le quote residue ad esse imputabili.

Calcolate le quote residue zonali OS_z associate allo sbilanciamento delle sei zone di mercato relative alle UP non rilevanti RiD e alle unità TFO, si procede con la ripartizione verso le singole unità, attraverso le seguenti fasi:

- Fase 1: si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato (riportato nelle regole tecniche del GSE), che dà luogo alla quota residua perequata zonale \widetilde{OS}_z ;
- Fase 2: si provvede a ripartire puntualmente la quota residua (\widetilde{OS}_z), per ogni UP RiD non rilevante e TFO, per ciascuna zona di mercato, in maniera proporzionale all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione i-esima nella zona z (mis_i), rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona z (mis_z). In altri termini:

$$OS_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \cdot \widetilde{OS}_z \quad (19)$$

Una stima dei valori della quota residua (forniti dal GSE) è riportata nella seguente tabella:

Fonte	Valore Quota Residua per Produttore
Eolico Rilevante	-3,04 / -3,14 €/MWh
Fotovoltaico Rilevante	-1,30 / -1,50 €/MWh
FRNP Non Rilevanti	-0,90 / -1,00 €/MWh

Tabella 9: Quote residue per produttore, derivanti da elaborazioni fatte da eLeMeNS su stime GSE.

Quindi in definitiva il GSE provvede a trasferire le quote residue e i corrispettivi derivanti dalla partecipazione del GSE al MI (secondo le modalità definite nelle Regole Tecniche):

- Alle UP aderenti al RiD;
- Alle UP aderenti al regime di Tariffa Fissa Omnicomprensiva (TFO) con il DM 5/07/2012 (V, C.E) e il DM 5/07/2012 (DM FER Elettriche);
- Alle UP aderenti al regime di Tariffa Omnicomprensiva con il DM 18/12/2008 e il DM 5/05/2011 (IV, C.E); esclusivamente per la quota parte dell'energia elettrica non incentivata;
- Alle UP non Rilevanti Programmabili aderenti al RiD e al regime di Tariffa Omnicomprensiva.

Ai produttori di UP in SSP, in Cip 6/92 e in Tariffa Omnicomprensiva con il DM 18/12/2008 e il DM 5/05/2011, limitatamente alla quota parte di energia incentivata, non saranno allocati gli oneri/ricavi derivanti dal trasferimento della quota residua e della partecipazione del GSE al MI.

6.6. LE PREVISIONI DI PRODUZIONE DEL GSE

Il GSE svolge l'attività di previsione delle immissioni, al fine di minimizzare lo sbilanciamento effettivo generato dalle UP a fonte rinnovabile inserite nel proprio contratto di dispacciamento.

Il servizio di previsione e programmazione viene svolto dal GSE per tutte le UP a fonte rinnovabile (programmabile e non programmabile) sia Rilevanti che Non Rilevanti, ad eccezione delle unità a fonte rinnovabile di tipo programmabile di potenza superiore ad 1 MW. Per queste unità, infatti, vige l'obbligo da parte dei produttori di comunicare il programma di immissione.

Il GSE si è dotato di un modello di previsione che sfrutta i dati di metering meteo raccolti dai singoli impianti o da punti baricentrici tra più impianti: il metering raccoglie dati da 3.700 impianti per 3.600 MW.

Nella seguente figura sono riportate le percentuali di energia sbilanciata da varie FER, rispetto all'energia complessivamente prodotta da ciascuna fonte, rispettivamente negli anni 2013 e 2014:

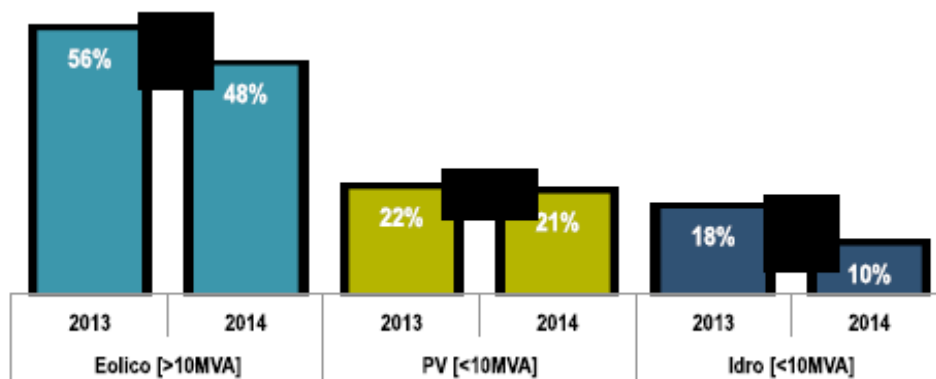


Figura 8: Energia sbilanciata dal GSE; valore medio annuale, energia sbilanciata vs misurata. (Fonte: elaborazioni eLeMeNS su dati GSE).

7. REQUISITI TECNICI DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FER

Di seguito è riportata una tabella, che contiene i principali requisiti tecnici degli impianti alimentati da FER:

Centrali da adeguare	Tipologia dei requisiti richiesti
Impianti tradizionali (senza inverter) connessi alle reti di BT e MT, dotati di SPI ²² Allegato 70 del CdR, (Terna)	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di tensione nel range: $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$
	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di frequenza, entro i limiti consentiti dalle macchine.
Impianti di produzione statici, connessi alle reti di BT e MT, mediante inverter. Allegato 70 del CdR, (Terna)	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di tensione nel range: $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$
	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di frequenza nel range: $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$
	Insensibilità agli abbassamenti di tensione per gli impianti di potenza nominale $\geq 6 \text{ kVA}$, secondo la curva di figura 10
	Regolazione della potenza attiva soltanto in sovrافrequenza, con uno statismo del 2,4%
	Inserimento graduale della potenza immessa in rete
Centrali eoliche connesse alle reti di AAT e AT Allegato 17 del CdR, (Terna)	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di tensione nel range: $85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$
	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di frequenza nel range: $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$
	Riduzione della potenza immessa in rete o distacco di generazione
	Insensibilità agli abbassamenti di tensione secondo la curva di figura 12
	Regolazione della potenza attiva soltanto in sovrافrequenza, con uno statismo del 2,4%
	Inserimento graduale della potenza immessa in rete, con un gradiente positivo massimo pari al 20% della P_{eff} al minuto
	Regolazione della potenza reattiva

²² SPI: sistemi di protezione di interfaccia.

<p>Centrali fotovoltaiche connesse alla rete di AT</p> <p><i>Allegato 68 del CdR, (Terna)</i></p>	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di tensione nel range: $85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$
	Mantenimento in servizio dell'UP per perturbazioni di frequenza nel range: $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$
	Riduzione della produzione, secondo gradienti di ampiezza pari ad almeno il 10% della potenza installata
	Regolazione della potenza attiva soltanto in sovrافrequenza, con uno statismo del 2,4%
	Insensibilità agli abbassamenti di tensione secondo la curva di figura 14
	Tele-distacco della produzione
	Regolazione della potenza reattiva
	Garantire che il livello di THD sia, $\leq 3\%$ per tensioni di 150÷132 kV, mentre, $\leq 1,5\%$ per tensioni di 380÷220 kV

Tabella 10: principali requisiti tecnici degli impianti alimentati da FER.

7.1. IMPIANTI DI PRODUZIONE CONNESSI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE MT e BT (AI SENSI DELL'ALLEGATO 70 DEL CODICE DI RETE)

Per evitare situazioni di criticità sulla rete elettrica, a fronte della crescita massiccia della produzione da generazione distribuita non programmabile (soprattutto fotovoltaico ed eolico), Terna ha disposto nuove prescrizioni tecniche per gli impianti di produzione **(con potenza complessiva superiore ad 1kW)** connessi alle reti MT e BT attraverso l'allegato 70 del codice di rete.

Il codice di rete si è concentrato sulle FRNP, perché queste sono interfacciate mediate inverter, e l'elemento che sgancia è proprio l'inverter che ha sempre avuto le protezioni di min. e max. frequenza, di min. e max. tensione ecc., non compatibili però con i transistori attraverso i quali noi vogliamo che ora la macchina passi indenne; mentre gli impianti tradizionali (connessi alla rete senza l'interposizione di inverter), non hanno tutti questi problemi perché usano soltanto un Sistema di Protezione di Interfaccia (di seguito SPI).

Quindi, per tutti quegli impianti connessi alla rete di MT e BT che sono entrati in esercizio prima dell'introduzione delle nuove prescrizioni tecniche (Allegato 70 del CdR), sono previsti degli adeguamenti.

L'adeguamento riguarda il paragrafo 5 dell'allegato 70 del CdR, quindi non si tratta di interventi invasivi, ma di regolare la frequenza di lavoro degli inverter (sino a 20kW) o delle protezioni di interfaccia, per gli impianti di potenza

superiore a 20kW , in modo che gli impianti rimangano connessi entro il range di frequenza $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$; e di regolare la tensione di lavoro degli inverter, in modo tale che gli impianti rimangano connessi alla rete MT e BT per valori di tensione compresi nell'intervallo: $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$.

Nel caso di impianti tradizionali (impianti sincroni o asincroni connessi alla rete senza l'interposizione di inverter) entrati in esercizio entro il 31/03/2012, i produttori hanno l'obbligo di adeguare il SPI dei predetti impianti alle prescrizioni del paragrafo 8 dell'Allegato A70 del CdR ,Terna, e di adeguare il funzionamento degli impianti di produzione tradizionali alle prescrizioni del paragrafo 5 del medesimo allegato esclusivamente entro i limiti consentiti dalle macchine rotanti già installate.

Di seguito è riportata una tabella che riassume i vari adeguamenti da effettuare:

Livello di tensione a cui l'impianto è connesso	P _n dell'Impianto [kW]	Data di entrata in esercizio degli impianti	Data entro il quale eseguire l'adeguamento	Adeguamento sugli inverter e/o Sul SPI
MT	P _n ≤ 50kW	Dal 1/04/2012 Al 30/06/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi ai soli paragrafi 5 e 8 dell'allegato 70 del CdR.
		Dal 1/07/2012 Al 31/12/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR
		Successivamente al 31/12/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR e alla norma CEI 0-16
	P _n > 50 kW	Entrati in esercizio entro il 31/03/2012	31/03/2013	Adeguamenti conformi ai soli paragrafi 5 e 8 dell'allegato 70 del CdR

BT	6 kW < P _n ≤ 20kW	Dal 1/04/2012 Al 30/06/2012	30/04/2015	Adeguamenti conformi al solo paragrafo 5 dell'allegato 70 del CdR
		Dal 1/07/2012 Al 31/12/2012	30/04/2015	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR e alla norma CEI 0-21
		Successivamente al 31/12/2012	30/04/2015	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR e alla norma CEI 0-21
	P _n > 20 kW	Dal 1/04/2012 Al 30/06/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi al solo paragrafo 5 dell'allegato 70 del CdR
		Dal 1/07/2012 Al 31/12/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR e alla norma CEI 0-21
		Successivamente al 31/12/2012	30/06/2014	Adeguamenti conformi a tutto l'allegato 70 del CdR e alla norma CEI 0-21
	Tutti gli impianti con P _n ≤ 6 kW, connessi alla BT, ed entrati in esercizio prima del 31 Marzo 2012 non devono essere adeguati, poiché tali impianti (molto numerosi), sono poco rappresentativi in termini di potenza complessivamente installata (circa 600 MW); tali impianti saranno comunque oggetto di automatico adeguamento, nel medio termine, alla Norma CEI 0-21, per effetto delle			

	progressive sostituzioni degli inverter e dei sistemi di protezione dell'interfaccia.
--	---

Tabella 11: tabella degli adeguamenti da effettuare sulle varie UP connesse alle reti BT e MT.

NB: Qualora i titolari proprietari degli impianti non provvedessero all'adeguamento, saranno soggetti alla sospensione dell'erogazione degli incentivi per mancato adeguamento alle prescrizioni dell'Allegato 70 del Codice di Rete.

Le prescrizioni di seguito elencate, costituiscono condizione essenziale per la connessione degli impianti alla rete, e si applicano a:

- a) Impianti tradizionali, cioè impianti rotanti sincroni o asincroni connessi alla rete senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione;
- b) Impianti di tutte le altre tipologie connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete).

Inoltre, le imprese distributrici sono tenute al rispetto dei requisiti descritti, alla vigilanza sull'applicazione degli stessi da parte di utenti connessi alle reti di distribuzione con potenze complessive per utente non inferiore a 1 kW.

Ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), che presuppone la fedele conoscenza della generazione distribuita (GD) in MT e BT sia in fase predittiva che in tempo reale, risultano necessari al Gestore, per ogni cabina primaria²³, sia dati previsionali sia telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva. Le predette informazioni dovranno essere rese disponibili dall'Impresa di Distribuzione al Gestore.

In caso di perturbazioni che siano causa di transitori di frequenza e/o di tensione, gli impianti devono continuare a garantire il proprio sostegno al SEN nell'ambito degli intervalli di seguito riportati.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT e BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$. Mentre, per gli impianti rotanti nello stesso intervallo è ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio nonché dai tempi di permanenza.

7.1.1. Comportamento degli Impianti di Produzione nei Transitori di Frequenza

Per il controllo dei transitori di frequenza, si chiede agli **impianti di produzione statici**²⁴ connessi alle reti di MT e BT, la capacità di regolazione della potenza in funzione della sovra frequenza.

Quindi, durante un transitorio di frequenza, gli impianti di produzione devono essere in grado di:

²³ Stazione elettrica AT/MT o AAT/MT dedicata alla distribuzione primaria dell'energia elettrica.

²⁴ Qualsiasi impianto di produzione o insieme di unità di produzione connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione.

- a) Non variare la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
- b) Ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità dello scarto di frequenza positivo rispetto a 50 Hz per frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo pari al 2,4%, (vedi figura 9);
- c) Non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si arresti per almeno 5 minuti ad un valore compreso tra 49,9 e 50,1 Hz) salvo diversa indicazione da parte del Gestore;
- d) Entrare in servizio soltanto se la frequenza di rete è stabile e quindi: $49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$.

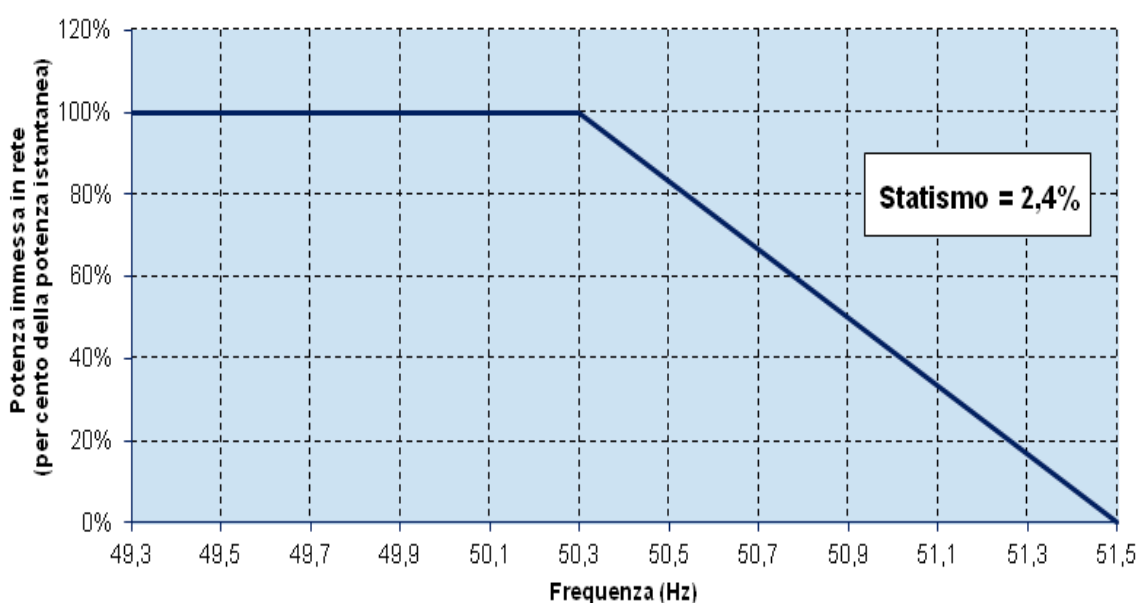


Figura 9: Regolazione della potenza attiva immessa in rete in funzione della frequenza. (Fonte: allegato 70 del CdR).

Nel caso in cui la riconnessione dell'impianto avvenga automaticamente, il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la taratura di rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di 0,05 Hz; dovrà inoltre essere selezionabile il tempo minimo di permanenza in tale intervallo selezionabile tra 0 e 900 secondi a step di 5 secondi.

In tali condizioni, la riconnessione deve avvenire aumentando gradualmente la potenza immessa rispettando un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile.

7.1.2. Comportamento degli Impianti di Produzione nei Transitori di Tensione

A salvaguardia del SEN, per evitare perdite incontrollate di generazione distribuita in concomitanza con guasti sulla rete di AAT e AT, che causano abbassamenti di tensione su aree, vengono prescritti due requisiti:

- a) Gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ o nell'intervallo $90\% V_n \leq V \leq 105\% V_n$ misurato ai morsetti di macchina;
- b) Gli **impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT di $P_n \geq 6$ kVA** devono essere in grado di non disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente a un qualsiasi tipo di cortocircuito esterno, monofase o polifase (con e senza terra).

In particolare deve essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica ($V - t$) indicata in figura 10, dove la V è la tensione ai morsetti dell'impianto di produzione.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione l'impianto dovrà rimanere connesso alla rete, anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto. Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento²⁵ la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, in un tempo non superiore a 200 ms.

²⁵ Le normali condizioni sono quelle precedenti all'evento.

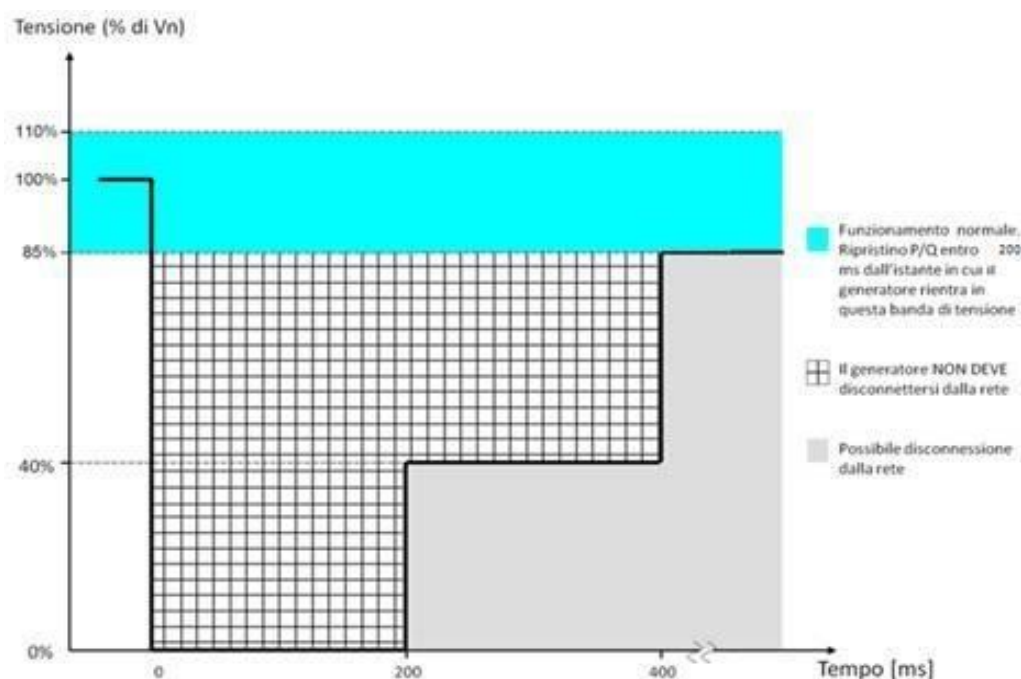


Figura 10: Grafico ($V - t$), tratto dalla norma CEI 0-21.

NB: il produttore, si impegna a garantire che tali intervalli di funzionamento, siano rispettati regolando opportunamente, sia le protezioni di interfaccia, che le protezioni interne dell'impianto di produzione.

Le protezioni di interfaccia degli impianti di produzione, possono interferire negativamente con il bilanciamento del SEN. Per minimizzare tali effetti le predette protezioni devono essere in grado di garantire:

- Il distacco selettivo della GD soltanto per guasti sulle reti MT e/o BT;
- Il mantenimento in servizio della GD per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Tali protezioni sono gestite dagli Utenti Attivi²⁶ sotto la vigilanza ed il coordinamento dell'Impresa di Distribuzione. Esse devono operare in accordo con i criteri di selettività descritti nell'allegato 70 del CdR, in modo da:

- Evitare danni ai generatori tradizionali dovuti a momenti torsionali provocati dalle richiuse implementate su tale rete in caso di guasti sui collegamenti (per i soli impianti di produzione tradizionali);
- Limitare la probabilità di creazione di isole di carico in caso di apertura del tronco in MT;

²⁶ Utente che utilizza qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo con la rete.

- Limitare i disturbi in tensione ad altri utenti in caso di funzionamento in isola.

Impianti di produzione connessi alla rete di MT:

Per tutti gli impianti di produzione connessi alle reti MT, il produttore deve dotare l'impianto di un sistema di protezione di interfaccia (SPI) in grado di ricevere segnali da remoto, inviati dall'Impresa di Distribuzione, e di implementare le seguenti quattro soglie di frequenza;

Le soglie di massima frequenza devono essere regolate come di seguito:

- Una soglia restrittiva a: 50,3 Hz (con tempo 0,1 s);
- Una soglia permissiva a: 51,5 Hz (con tempo 1 s).

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza:

- Una soglia restrittiva a: 49,7 Hz (con tempo 0,1 s);
- Una soglia permissiva a: 47,5 Hz (con tempo 4 s).

Le predette caratteristiche (presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto), consentono che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna sia in base alle esigenze locali che a quelle di sistema. Infatti, se si presenta un fenomeno caratterizzato da una variazione relativamente lenta di frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico, la finestra restrittiva di frequenza (49,7 ÷ 50,3 Hz) dovrà rimanere inattiva ed il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5 ÷ 51,5 Hz). Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto, apertura dell'interruttore di cabina primaria, ecc.), l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario che gli Utenti Attivi si dotino di un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella rete di distribuzione.

Impianti di produzione connessi alla rete di BT:

Impianti di produzione tradizionali (cioè non interfacciati alla rete tramite inverter): la salvaguardia delle macchine rotanti dalle conseguenze delle richiuse automatiche di tipo asincrono (eseguite nella rete MT a monte) è considerata esigenza prevalente. Conseguentemente, sino a quando perdurerà

l'attuale limitata diffusione di tali impianti, potrà essere mantenuta attiva una protezione di frequenza a finestra stretta ($49,5 \div 50,5$ Hz) con tempo breve (0,1 s) in modo da perseguire il distacco dell'impianto di produzione dalla rete durante il tempo di attesa della richiusura rapida automatica degli interruttori di linea (aperti per intervento delle protezioni) in cabina primaria.

Impianti di produzione statici: data la tipologia delle macchine impiegate, si considerano prevalenti le esigenze di sistema rispetto alle esigenze locali. Infatti, data l'assenza di parti rotanti esposte a rischio di coppie torsionali, sono tollerate dagli inverter anche richiuse automatiche di tipo asincrono (eseguite nella rete MT a monte). Conseguentemente le protezioni di frequenza dovranno essere regolate sempre e soltanto con finestra larga ($47,5 \div 51,5$ Hz) e tempi di intervento compresi tra 0,1 e 4 s.

Di seguito è riportato uno schema che consente di far capire graficamente gli effetti dell'Allegato 70 del CdR:

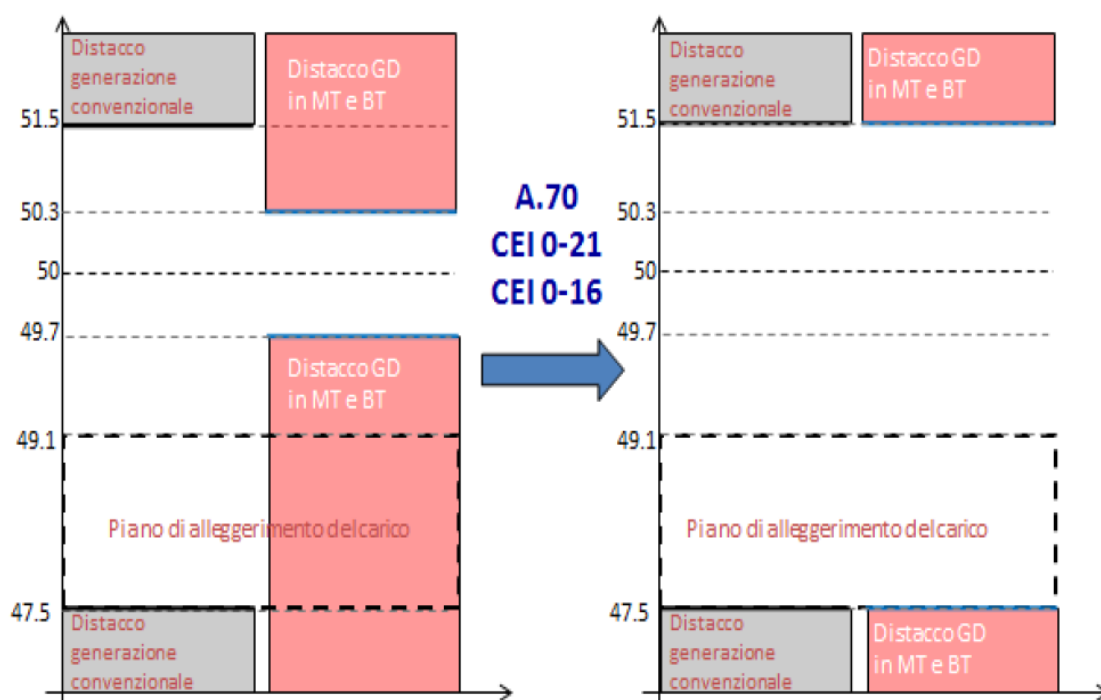


Figura 11: campi di funzionamento in frequenza.

7.2. CENTRALI EOLICHE²⁷ CONNESSE ALLA RETE DI AAT e AT (AI SENSI DELL'ALLEGATO 17 DEL CODICE DI RETE).

Le prescrizioni riportate di seguito, si applicano alle centrali eoliche connesse alla rete rilevante, che rappresenta l'insieme della rete di trasmissione nazionale, della rete di interconnessione con l'estero e delle reti di distribuzione in AT, quindi quelle centrali eoliche connesse all'AT e AAT (400 kV, 220 kV, 132 kV, 150 kV).

La centrale eolica deve rimanere connessa con la rete rilevante in ogni condizione di funzionamento con valori di tensione e frequenza, misurati sul punto di connessione alla rete compresi tra:

- $85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$;
- $47,5 \text{ Hz} < f < 51,5 \text{ Hz}$.

La centrale eolica deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni all'impianto ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione (es. antenna, T, ecc.). In particolare, a partire da uno stato di funzionamento stabile, gli aerogeneratori²⁸ di una centrale eolica devono poter sostenere il regime transitorio di almeno tre guasti trifasi nella rete nell'arco di quattro minuti; nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete.

Le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni da installare nell'impianto d'utenza²⁹ AT/MT per la connessione sono riportate nella seguente tabella:

Protezione	Campi di Taratura	
	Soglia	Ritardo
Massima Tensione	$1.0 \div 1.5 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima Tensione	$0.3 \div 1.0 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima Frequenza	$50 \div 53 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$

²⁷ Un impianto comprendente uno o più aerogeneratori e tutte le infrastrutture richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento. Fanno parte della centrale eolica tutti i componenti elettrici: aerogeneratori, rete interna, trasformatori elevatori, dispositivi ed apparecchiature, incluso l'interruttore generale.

²⁸ Unità di generazione per la trasformazione di energia cinetica del vento in energia elettrica. Si considera il rotore, l'alternatore, il sistema di conversione, i servizi ausiliari e le strutture di sostegno.

²⁹ Porzione degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete.

Minima Frequenza a 2 soglie	45 ÷ 50 Hz	0 ÷ 10 s
Massima Tensione Omopolare a 2 soglie	0.05 ÷ 1.0 Von	0 ÷ 10 s

Tabella 12: tabella delle protezioni contro i guasti esterni.

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della centrale eolica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete rilevante o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

Le protezioni che devono essere previste per il lato AT del trasformatore AT/MT contro i guasti interni all'impianto di utenza sono:

- Massima corrente di trasformatore;
- Differenziale di trasformatore.

Le protezioni di aerogeneratore, sensibili ai guasti esterni ed i relativi campi di taratura sono riportati nella seguente tabella:

Protezione	Campi di Taratura	
	Soglia	Ritardo
Massima Tensione	1.0 ÷ 1.5 Vn	0 ÷ 10 s
Minima Tensione	0.3 ÷ 1.0 Vn	0 ÷ 10 s
Massima Frequenza	50 ÷ 53 Hz	0 ÷ 10 s
Minima Frequenza	45 ÷ 50 Hz	0 ÷ 10 s

Tabella 13: tabella delle protezioni di aerogeneratore.

7.2.1. Riduzione della Potenza Immessa in Rete o Distacco di Generazione

Per il controllo di particolari stati di funzionamento del sistema elettrico, ed al solo fine di garantire la sicurezza del sistema stesso, può risultare indispensabile, per il tempo strettamente necessario, limitare il contributo di potenza dagli impianti di generazione eolica.

Il Gestore prescrive l'installazione di apparati in grado di modificare la potenza immessa in rete dalla centrale eolica a seguito di un tele-segnale inviato da un centro remoto del Gestore. Quindi, la centrale eolica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare, a seguito del ricevimento del tele-segnale, il distacco parziale degli aerogeneratori in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza efficiente. E' ammessa la riduzione scaglionata in 4 blocchi, ognuno pari a circa il 25% della potenza efficiente della centrale eolica.

Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

7.2.2. Insensibilità agli Abbassamenti della Tensione

Durante un corto circuito nella rete è inevitabile una generale riduzione delle tensioni in tutti i nodi elettrici. In caso di guasto esterno alla centrale la stessa deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete. E' richiesto che le centrali eoliche mantengano il proprio stato di funzionamento e che gli aerogeneratori rimangano connessi alla rete qualora i valori della durata e della riduzione della tensione, tipici dei guasti in rete, misurati nel punto di connessione della centrale, si mantengano nella zona superiore alla curva di Figura 12.

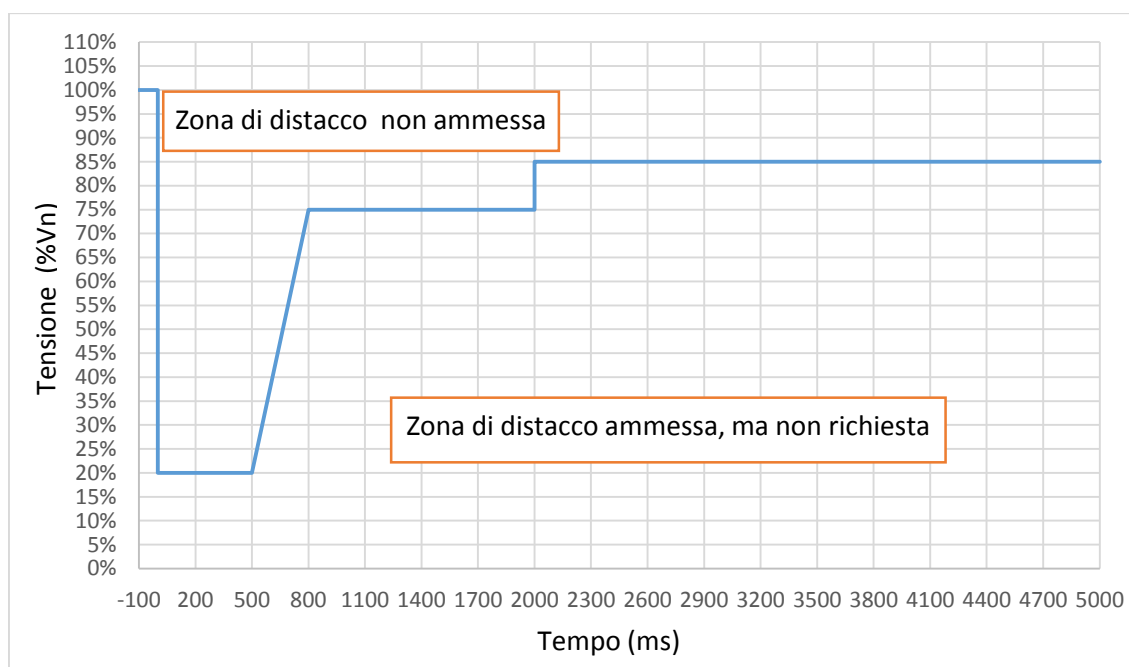


Figura 12: Valori della tensione a cui, in seguito ad un guasto di rete, la centrale eolica deve mantenere la connessione. (Fonte: allegato 17 del CdR).

E' ammessa una riduzione transitoria della potenza immessa in rete durante il transitorio di guasto sino a quando la tensione ha nuovamente assunto il valore nominale.

Dopodiché, la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto.

7.2.3. Regolazione della Potenza Attiva

Anche per questi impianti, devono essere rispettati i requisiti tecnici previsti dai punti a) e b) del paragrafo 7.1.1, in aggiunta ai quali si hanno:

- c) Garantire tempi di risposta che consentano la riduzione di metà della potenza disponibile in regolazione entro un tempo massimo di 15 s e dell'intera riserva di potenza entro 30 s dal manifestarsi della variazione di frequenza. Inoltre il regolatore dovrà prevedere una banda morta tarabile tra 0 mHz e 200 mHz.
- d) Garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete, durante l'avviamento della centrale eolica, rispettando un gradiente positivo massimo pari al 20% della potenza efficiente al minuto. L'entrata in servizio della centrale eolica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50,3 Hz.

7.2.4. Regolazione della Potenza Reattiva

Ogni aerogeneratore deve poter regolare il fattore di potenza tra 0,95 in anticipo e 0,95 in ritardo, misurato ai morsetti del generatore. Di norma è richiesto di garantire, sul punto di connessione della centrale con la rete, il fattore di potenza pari a 1.

7.3. CENTRALI FOTOVOLTAICHE³⁰ CONNESSE ALLA RETE DI AT (AI SENSI DELL'ALLEGATO 68 DEL CODICE DI RETE)

I seguenti requisiti tecnici si applicano a tutti gli impianti fotovoltaici connessi alla rete di alta tensione, ivi compresi gli impianti inseriti in sistemi di auto-produttori³¹. In particolare, si precisa che i requisiti prescritti sono da intendersi applicati agli inverter della Centrale da cui dipendono le prestazioni della Centrale stessa.

La Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, continuando a garantire i servizi di rete richiesti, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n.$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

La Centrale è costituita da un insieme di inverter che vengono raccolti in una sezione in MT di impianto (vedi Appendice C). Dalla sezione in MT la produzione viene immessa sulla rete in AT attraverso un trasformatore elevatore MT/AT. Quindi le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni, da installare sui montanti dell'impianto d'utenza sono riportati nelle seguenti tabelle:

Protezione	Campi di Taratura	
	Soglia	Ritardo
Massima Tensione a 2soglie	$1 \div 1,5 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima Tensione	$0,3 \div 1 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima Frequenza a 2 soglie	$50 \div 53 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima Frequenza a 2 soglie	$45 \div 50 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima Tensione Omopolare a 2 soglie	$0,05 \div 1 V_{\text{omax}}$	$0 \div 10 \text{ s}$

Tabella 14: Protezioni di rete da installare nell'impianto di utenza lato AT. (Fonte: allegato 68 del CdR).

³⁰ Nell'appendice C è riportata la composizione tipica di una centrale fotovoltaica.

³¹ Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio.

Protezione	Campi di Taratura	
	Soglia	Ritardo
Massima Tensione a 2 soglie	$1 \div 1,3 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima Tensione	$0,3 \div 1 V_n$	$0 \div 10 \text{ s}$
Massima Frequenza a 2 soglie	$50 \div 53 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$
Minima Frequenza a 2 soglie	$45 \div 50 \text{ Hz}$	$0 \div 10 \text{ s}$

Tabella 15: Protezioni della centrale fotovoltaica da installare sui montanti in c.a. a bordo degli inverter. (Fonte: allegato 68 del CdR).

Le protezioni sensibili ai guasti esterni da impostare sui montanti di connessione in c.a. degli inverter sono le seguenti:

- Protezione di minima tensione inverter;
- Protezione di massima tensione inverter;
- Protezione di minima frequenza inverter;
- Protezione di massima frequenza inverter.

Mentre le protezioni minime³² che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore (lato AT);
- Differenziale di trasformatore;
- Massima Corrente di fase del trasformatore (lato MT).

7.3.1. Qualità dell'Alimentazione della Rete

Gli inverter per impianti fotovoltaici essendo realizzati con dispositivi a semiconduttore che commutano ad alta frequenza, possono essere causa di interferenze e/o disturbi alle utenze. Quindi nel rispetto della qualità dell'alimentazione prevista dal CdR, la Centrale deve garantire che il massimo livello di distorsione armonica totale (THD) nel punto di connessione della Centrale non superi i seguenti valori:

³² Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura ed il blocco degli interruttori AT e MT del trasformatore elevatore.

$\leq 3\%$ per la rete 150-132 kV

$\leq 1,5\%$ per la rete 380-220 kV

I servizi di rete richiesti agli impianti fotovoltaici possono essere classificati in servizi di regolazione in condizioni di rete ordinarie e servizi di rete in condizioni eccezionali.

Fanno parte della prima categoria i seguenti servizi:

7.3.2. Controllo della Produzione

Al fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente, avvenga entro un massimo di 15 minuti.

Inoltre, deve essere possibile ridurre la produzione secondo dei gradini di ampiezza almeno pari al 10% della potenza installata.

7.3.3. Regolazione della Potenza Reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT dell'impianto di utenza. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere modificato dall'Utente, se necessario, in tempo reale (logica locale); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché la potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante un tele-segnale di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica centralizzata).

La massima capacità di erogazione o assorbimento di potenza reattiva da parte della Centrale deve essere sempre pari ad almeno il 35% della Potenza nominale dei convertitori dell'impianto fotovoltaico lato c.a. secondo la caratteristica rappresentata in figura 13. La Centrale deve essere in grado di variare in maniera continuativa la potenza reattiva all'interno dell'area di colore blu, a seconda delle necessità della rete.

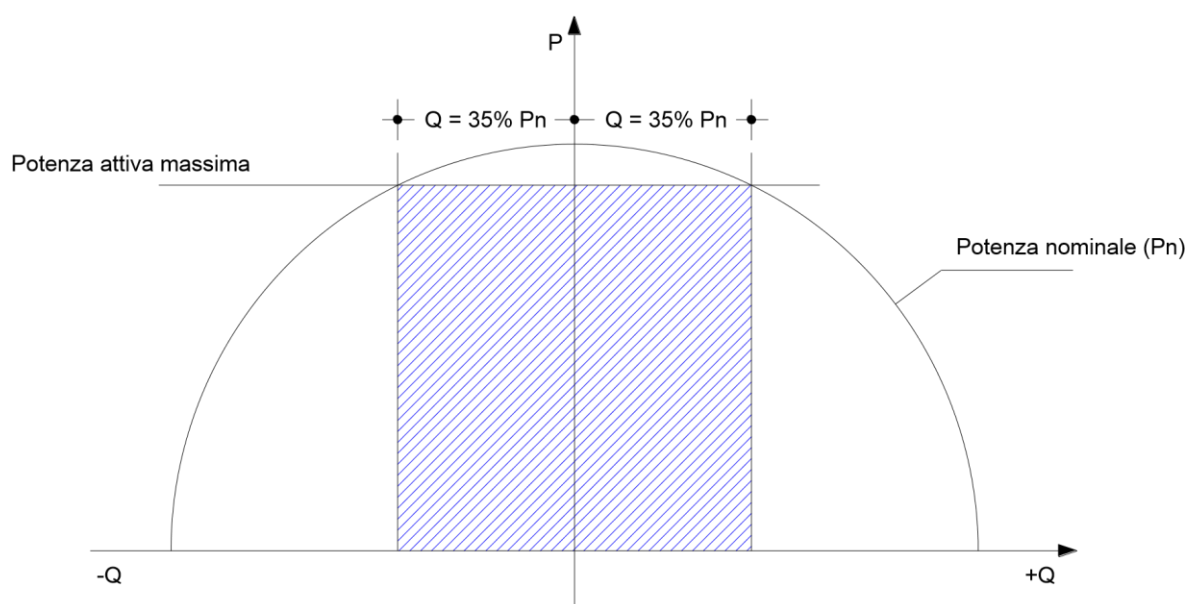


Figura 13: Caratteristica di prestazione dell'inverter. (Fonte: allegato 68 del CdR).

La regolazione della potenza reattiva scambiata tra la Centrale e la rete deve essere attivabile su indicazione del Gestore anche in condizioni di produzione di potenza attiva nulla (ad esempio in orario notturno), agendo direttamente sugli inverter.

Fanno parte della seconda categoria i seguenti servizi:

7.3.4. Regolazione della Potenza Attiva

Anche per questi impianti, valgono le specifiche previste dai punti a), b), c) e d), del paragrafo 7.1.1, con l'unica differenza che nel punto c), il valore a cui la frequenza si deve arrestare per almeno 5 minuti non è compreso tra 49,9 Hz e 50,1 Hz, ma deve essere un valore minore o uguale (\leq) di 50,05 Hz.

Inoltre, devono essere verificati anche i seguenti punti:

- e) La banda morta del regolatore deve essere di valore non superiore a 50 mHz.
- f) In presenza di condizioni meteorologiche idonee la Centrale fotovoltaica deve sincronizzarsi con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente. Quindi, per l'inserimento graduale della potenza deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile dall'impianto fotovoltaico.

7.3.5. Insensibilità agli Abbassamenti di Tensione

La Centrale deve essere in grado di rimanere connessa alla rete di AT a seguito di un qualsiasi tipo di guasto, monofase e polifase (con e senza terra), secondo le ampiezze della tensione ed i tempi indicati nella curva di figura 14.

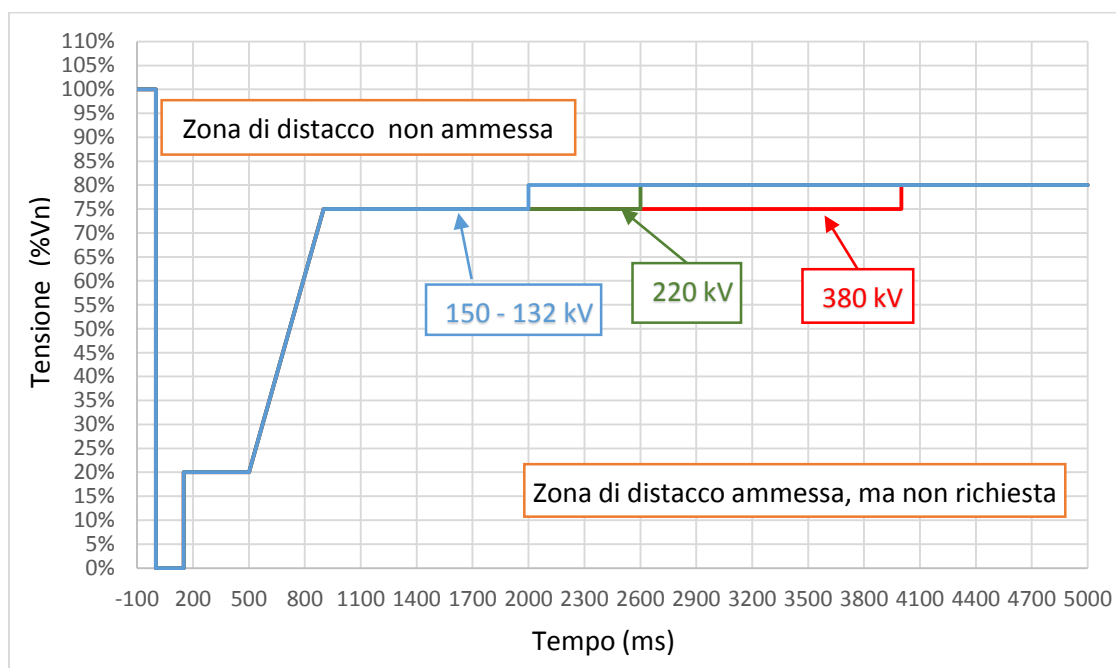


Figura 14: Caratteristica (tensione – durata) riferita al punto di connessione. (Fonte: allegato 68 del CdR).

In particolare deve essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V-t) indicata, dove V è la tensione concatenata nel punto di connessione³³.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto.

Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria ed in un tempo non superiore a 200 ms.

³³ La logica di funzionamento deve essere del tipo "1 su 3", ovvero è sufficiente che sia rilevato l'abbassamento di una sola delle tre tensioni per garantire il comportamento previsto dalla curva di figura 14.

7.3.6. Sistemi di Tele-distacco della Produzione

I sistemi di tele-distacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un tele-segnale inviato da un centro remoto del Gestore.

I dispositivi di tele-distacco sono necessari a fronteggiare due tipologie di criticità: il sovraccarico dei collegamenti della rete ed i transitori di frequenza. Si distinguono pertanto due modalità di funzionamento dell'apparato: una modalità lenta (per la risoluzione delle congestioni) ed una modalità rapida (usata come sistema di difesa).

Tutti gli impianti si devono dotare di Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, tele-scatto, monitoraggio segnali e misure.

In parallelo al sistema di difesa basato sulle UPDM il Gestore potrà richiedere l'attuazione di una logica di difesa locale basata sull'utilizzo delle protezioni d'impianto come i relè di frequenza che in modo automatico distaccano in successione i vari sottocampi fotovoltaici.

8. PROCEDURA PER LA RIDUZIONE DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA “RIGEDI”, IN CONDIZIONI DI EMERGENZA DEL SEN (AI SENSI DELL’ALLEGATO 72 DEL CODICE DI RETE)

Una consistente produzione rinnovabile non programmabile crea delle situazioni temporanee di criticità nell’esercizio del sistema elettrico primario per effetto della riduzione della capacità di regolazione e dell’inerzia produttiva del sistema elettrico nazionale che risulta così esposto a maggiore vulnerabilità. Ne consegue la necessità di poter limitare la Generazione Distribuita (GD), in particolari condizioni di funzionamento caratterizzate ad esempio da elevato irraggiamento solare e da periodi temporali con consumi ridotti, per consentire una più idonea composizione del parco di generazione. Allo scopo si rende necessario adottare particolari procedure che tengano conto della natura dispersa della generazione e del ruolo dei Distributori.

Tra le varie azioni intraprese per garantire la stabilità del sistema elettrico, ad agosto 2012, Terna ha introdotto nel codice di rete l’allegato 72 “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”. La procedura in questione consente di gestire in modo **“Programmato”** il profilo di produzione di energia elettrica degli impianti fotovoltaici ed eolici, per loro natura intermittenti e non programmabili.

L’Allegato 72, nella sua formulazione originale, prevede di scollegare temporaneamente dalla rete gli impianti fotovoltaici ed eolici di potenza ≥ 100 kW, connessi in MT, che immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari (gli impianti in AT sono già regolamentati, dagli allegati A.17 e A.68 del CdR).

Le modalità di distacco cambiano in relazione al tipo di linea che alimenta l’impianto:

- Gli impianti connessi a linee dedicate³⁴ sono distaccati con comando da remoto dal Distributore con preavviso di un’ora, su richiesta di Terna (GDTEL: Generazione Diffusa Telecontrollata);
- Gli impianti connessi a linee che non possono essere interrotte, perché alimentano anche utenti passivi, devono essere distaccati dal soggetto responsabile, su preavviso del Distributore di sette giorni, salvo eventuale

³⁴ Linea che connette l’impianto di GD alla rete di distribuzione e sulla quale non sono presenti impianti di consumo.

revoca comunicata con due giorni di anticipo (GDPRO: Generazione Diffusa distaccabile con preavviso).

Tenuto conto che la maggior parte degli impianti in questione non è servita da una linea dedicata e spesso gli impianti non sono neanche presidiati, la terza edizione della norma CEI 0-16, dicembre 2012, (art. 8.8.6.5 e Allegato M) richiede l'installazione di un sistema di comunicazione basato su tecnologia GSM/GPRS su tutti i nuovi impianti MT (fotovoltaici ed eolici) di potenza ≥ 100 kW.

Quindi, successivamente è stato introdotto il nuovo Allegato A.72, che si allinea alla norma CEI 0-16 (art. 8.8.6.5 e Allegato M), inoltre, introduce e disciplina le modalità di riduzione della potenza in tempo reale (GDRM), la quale va ad aggiungersi alle due modalità già esistenti (GDTEL e GDPRO). A questo fine, il nuovo Allegato A.72 definisce le condizioni per le comunicazioni tra Terna e le imprese Distributrici (le quali a loro volta devono inviare il segnale di riduzione della potenza al produttore), nonché i requisiti dei sistemi che i Distributori devono implementare sulla propria rete.

Il nuovo Allegato A.72 entrerà in vigore il 1° settembre 2015 per consentire ai Distributori di installare tali sistemi di comunicazione. Contestualmente, per ampliare il numero di impianti ai quali applicare la modalità di riduzione della potenza in tempo reale (GDRM), l'Autorità ha stabilito le modalità di adeguamento (retrofit) degli impianti di produzione, come di seguito indicato.

Gli impianti fotovoltaici ed eolici di potenza ≥ 100 kW, la cui richiesta di connessione alla rete MT è stata presentata prima del 1° gennaio 2013, devono essere adeguati a quanto previsto dalla norma CEI 0-16, art. 8.8.6.5 e Allegato M, entro il 31/01/2016.

Di seguito sono definite le modalità d'attuazione, per motivi di sicurezza del SEN, della riduzione della generazione distribuita (GD) connessa alle reti elettriche di MT.

Sono tenuti all'applicazione della procedura RIGEDI, per le parti di propria competenza, Terna, le Imprese Distributrici e le Imprese Produttrici titolari degli impianti di GD connessi in MT.

Le prescrizioni di seguito elencate, si applicano agli impianti di generazione che presentano contemporaneamente le seguenti caratteristiche:

- Sono connessi alle reti MT di distribuzione;
- Sono impianti non programmabili alimentati da fonte rinnovabile fotovoltaica ed eolica;
- Presentano potenza nominale dei gruppi di generazione maggiore o uguale di 100 kW.

L'insieme degli impianti che verificano le tre caratteristiche appena elencate si indicheranno con la sigla GDR, (Generazione Distribuita Riducibile).

Inoltre, trattandosi di impianti che non partecipano al MSD, Terna ed i Distributori predispongono il Piano RIGEDI secondo un criterio di uniforme distribuzione delle riduzioni, compatibilmente con le esigenze di esercizio e di sicurezza del SEN.

Gli impianti di generazione distribuita riducibile (GDR), ai fini del piano di riduzione, sono classificati in tre categorie, attivabili con il seguente ordine di priorità:

1. Impianti di tipo GPRO³⁵ (GDR, distaccabili dal Titolare, su richiesta, con preavviso da parte del Distributore di sette giorni);
2. Impianti di tipo GDTL³⁶ (GDR, distaccati da remoto, dall'impresa distributrice con preavviso di un'ora, su richiesta di Terna);
3. Impianti di tipo GDRM (GDR, il cui distacco è attuabile da remoto dal sistema di difesa Terna, in tempi molto più brevi rispetto agli impianti GDTL e GPRO).

8.1. GDTL RIDUCIBILE

Ciascuna Impresa Distributrice, all'interno di ciascuna area geografica, costituisce dei raggruppamenti di impianti, per Centro Operativo, contraddistinti da un codice, come da tabella 16, di potenza unitaria non superiore a 50 MW.

Distributore_____	Fotovoltaico		Eolico	
Centro Operativo	Codice	MW	Codice	MW

Tabella 16: tabella usata per effettuare i raggruppamenti. (Fonte: allegato 72 del CdR).

La potenza distaccabile installata degli impianti GDTL viene aggiornata trimestralmente dal Distributore e comunicata a Terna.

³⁵ GDR connessa con linee non dedicate sulle quali sono presenti anche impianti di consumo. Il distacco di tali impianti di produzione è attuabile dal Titolare su richiesta.

³⁶ GDR, caratterizzata da impianti che immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari, che è connessa con linee dedicate il cui distacco è attuabile da remoto dall'Impresa Distributrice, su richiesta di Terna.

8.2. GDPRO RIDUCIBILE

Ciascuna Impresa Distributrice, all'interno di ciascuna area geografica, raggruppa gli impianti in 5 gruppi per quanto possibile di medesima potenza, oggetto del distacco a rotazione, come da Tabella 17:

Gruppi di distacco GDPRO – Distributore: _____					
	G1	G2	G3	G4	G5
Area Nord-Ovest					
Area Nord					
...					
...					
Sardegna					

Tabella 17: Tabella dei gruppi di distacco. (Fonte: allegato 72 del CdR).

Ciascun Distributore assegnerà e renderà noto ai Titolari di GDPRO il gruppo d'appartenenza.

Dopo di che, con opportune tabelle (riportate di seguito "Tabella 18"), Terna indica come e quando gli impianti dovranno essere disconnessi in base al rischio di collasso della rete elettrica nazionale.

Nello schema di Tabella 18, G1, G2, G3, G4, G5 indicano i Gruppi di riduzione della produzione GDPRO e con L1, L2, L3, L4, L5 sono indicati i livelli di severità ai quali sono associati i gruppi. Ciascun livello di severità include quelli più bassi (es. L3 include anche L1 e L2). Per le giornate feriali, di norma, sono considerati a rischio i primi due livelli (1,2) mentre nelle giornate prefestive e festive saranno considerati disponibili tutti i Gruppi attivabili su tre livelli di rischio (Lf).

Si evidenzia che la permanenza in servizio non può essere assicurata, in assoluto, per nessun impianto di produzione.

Livelli di Severità					
	L1	L2	L3	L4	L5
Lunedì	G1	G2	G3	G4	G5
Martedì	G2	G3	G4	G5	G1
Mercoledì	G3	G4	G5	G1	G2
Giovedì	G4	G5	G1	G2	G3
Venerdì	G5	G1	G2	G3	G4

	Lf1	Lf2	Lf3
Sabato/prefestivo	G1+G2	G3	G4+G5
Domenica/festivo	G4+G5	G3	G1+G2

Tabella 18: Esempio.

8.3. GDRM RIDUCIBILE

Ciascuna Impresa Distributrice, all'interno di ciascuna area geografica, raggruppa gli impianti in 5 gruppi per quanto possibile di medesima potenza, oggetto del distacco, come da Tabella 19:

Gruppi di distacco GDRM – Distributore:					
	G1	G2	G3	G4	G5
Area Nord-Ovest					
Area Nord					
...					
...					
Sardegna					

Tabella 19: tabella dei gruppi di distacco. (Fonte: allegato 72 del CdR).

Ciascun Distributore assegnerà e renderà noto ai Titolari di GDRM il gruppo d'appartenenza.

Le quantità di GD da ridurre sono stabilite da Terna in base alla criticità da fronteggiare.

Vista l'entità e la diffusione degli impianti del tipo GDPRO, per questi impianti, gli orari di riduzione saranno giornalieri, di durata corrispondente al periodo di irraggiamento solare.

Per gli impianti tele-controllati del tipo GDTEL e GDRM saranno possibili fasce orarie con intervallo di tempo prestabilito durante la giornata obiettivo.

8.4. SEQUENZA LOGICA PER IL DISTACCO DELLA GDRM

Le figure 15 e 16, riassumono la sequenza logica dell'operazione di distacco operata da Terna:

- 1) Terna crea dei cluster³⁷ di gruppi di impianti resi disponibili dal Distributore. I cluster possono coincidere con i gruppi o contenere più gruppi contemporaneamente;
- 2) Terna seleziona il cluster contenente uno o più gruppi di impianti GDRM da distaccare sul proprio sistema ed invia il comando ai Sistemi di Distacco dei Distributori;
- 3) I Sistemi di Distacco dei Distributori registrano l'ordine e smistano i comandi verso il/i gruppo/i selezionati;
- 4) I Produttori GDRM ricevono il comando ed operano il distacco;
- 5) Il segnale logico di apertura dell'interruttore dei GDRM segue il percorso inverso e torna verso il Sistema di Distacco dei Distributori (Figura 16);
- 6) I Sistemi di Distacco dei Distributori, ciascuno per il proprio gruppo, attendono la ricezione di tutte le variazioni di stato delle aperture interruttore ed inviano un segnale sintetico a Terna (Figura 16).

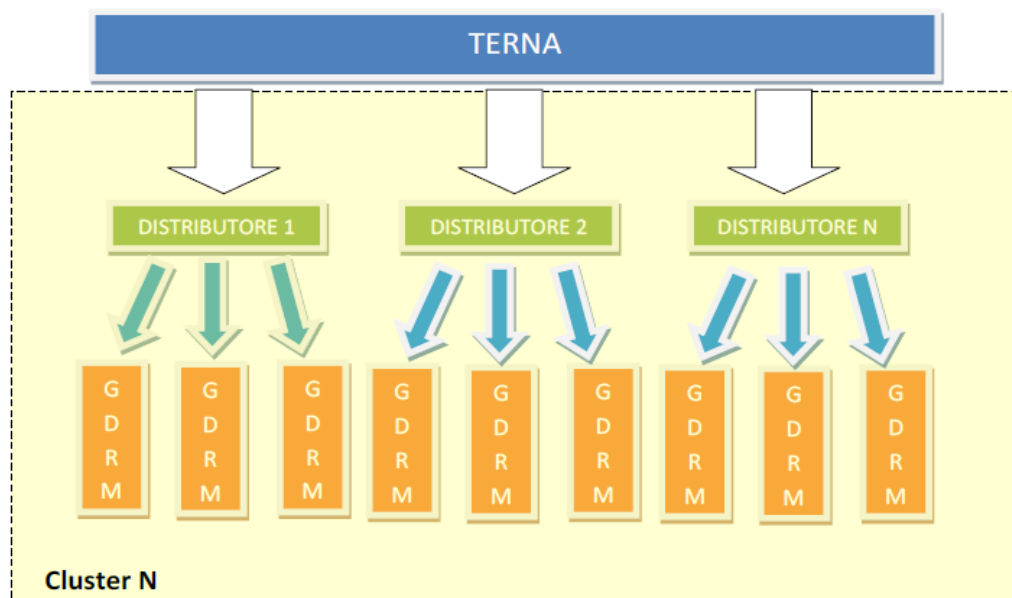


Figura 15: Flusso logico di emissione di un comando diretto al generico Cluster, contenente più gruppi.

³⁷ Cluster: insieme di impianti raggruppati sul sistema di tele-distacco di Terna.

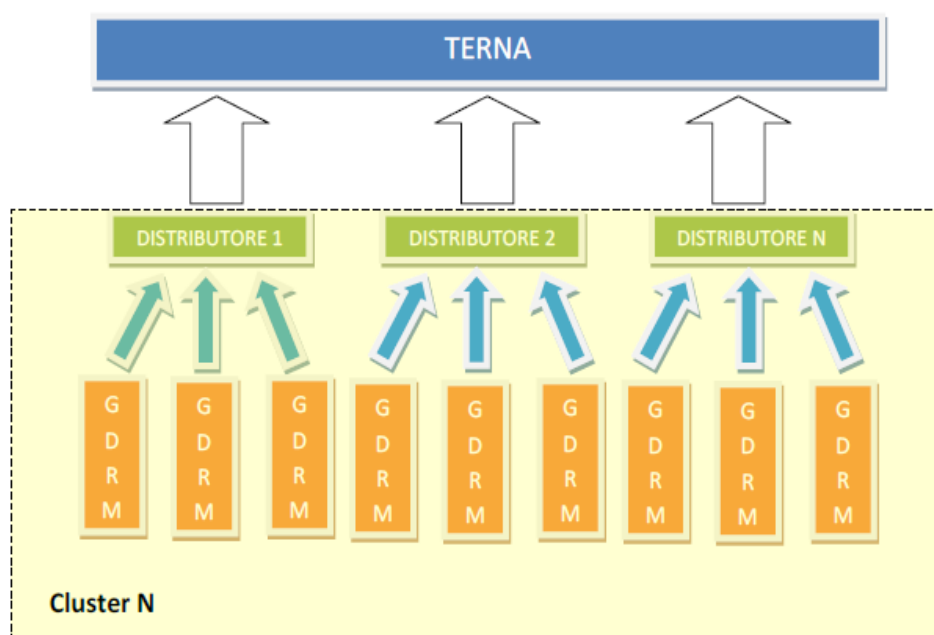


Figura 16: Flusso logico di emissione della segnalazione di Distacco avvenuto.

9. CONCLUSIONI

Dallo studio appena affrontato si può concludere che l'evoluzione normativa che ha cercato di coinvolgere anche le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e la Generazione Distribuita nelle problematiche di gestione del Sistema Elettrico ha portato in primo luogo alla possibilità da parte delle UP che fornivano il servizio di regolazione primaria (obbligatoriamente e non retribuito) di poter scegliere se accedere o meno alle modalità di misurazione del contributo alla regolazione primaria, in modo tale che il suddetto servizio passi dall'essere obbligatorio e non retribuito, ad obbligatorio e retribuito. In questo modo, tale retribuzione consente di escludere dagli sbilanciamenti delle UP il contributo alla regolazione primaria dalle stesse fornito. Quindi, affinché tutto questo sia possibile, le UP che decidono di accedere alla misurazione del contributo alla regolazione primaria, devono munirsi (a loro spese) di un'apparecchiatura UVRP che consente la misurazione puntuale dell'energia regolata, in modo da poterla valorizzare economicamente secondo opportuni criteri.

In secondo luogo, l'evoluzione normativa ha portato alla ripartizione (secondo opportuni criteri economici) degli oneri di sbilanciamento, non soltanto tra le fonti programmabili, ma anche tra quelle non programmabili, in modo tale che gli sbilanciamenti causati dalle FRNP non siano più ripartiti sugli utenti finali, ma almeno parzialmente sulle FRNP che li hanno causati.

Oltre all'aspetto economico, l'evoluzione normativa prevede anche nuove prescrizioni tecniche da applicare agli impianti alimentati da FER, al fine di evitare situazioni di criticità sulla rete elettrica, a fronte della crescita massiccia della produzione da fonte rinnovabile non programmabile.

Le principali prescrizioni tecniche previste per gli impianti connessi alle reti di MT e BT sono l'obbligo di regolazione in Frequenza e l'obbligo di insensibilità alle variazioni di Frequenza e Tensione; gli obblighi principali richiesti alle centrali eoliche e fotovoltaiche connesse alle reti di AT sono sostanzialmente l'obbligo di regolazione di Frequenza e di Tensione, l'obbligo di insensibilità alle variazioni di Frequenza e Tensione e la capacità di ridurre la potenza immessa in rete o il distacco parziale o totale della produzione.

In riferimento alle prospettive future, per quanto riguarda il servizio di regolazione primaria, soprattutto a causa della progressiva perdita di energia regolante e di inerzia del sistema elettrico, l'Autorità sta valutando la possibilità di estendere l'obbligo di fornitura del servizio di regolazione primaria alle unità di produzione di taglia inferiore a 10 MVA.

In materia di sbilanciamenti, l'attuale orientamento regolatorio è quello di coinvolgere progressivamente le Fonti Rinnovabili Non Programmabili nel

Mercato dei Servizi di Dispacciamento, abilitandole inizialmente ad MSD su base volontaria e limitatamente al servizio a scendere.

Secondo le premesse della delibera AEEGSI 522/2014, l'Autorità mantiene inoltre viva la possibilità di affidare a Terna la programmazione delle FRNP. Questo elemento ci suggerisce uno scenario regolatorio alternativo in cui:

- 1) Gli impianti a FRNP che si abilitano al MSD mantengono la possibilità di scegliere il proprio Utente del Dispacciamento;
- 2) Gli impianti a FRNP che non si abilitano al MSD hanno Terna come unico possibile Utente del Dispacciamento.

BIBLIOGRAFIA

Bignucolo Fabio, Raciti Antonio, Rossi Barbara, Zingales Antonio, 2014, "Rinnovabili e sbilanciamenti: sistemi di accumulo", *AEIT, Energy Storage: il nuovo supporto alle rinnovabili*, numero 1/2, Gennaio/Febbraio.

Bortoni Guido, 18 Dicembre 2014, "Verifica di conformità delle modifiche al codice di rete apportate da terna in relazione agli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili", *Deliberazione 643/2014/R/EFR dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)*, www.autorità.energia.it.

Bortoni Guido, 6 Giugno 2013, "Ulteriori interventi relativi agli impianti di Generazione Distribuita per garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale. Modifiche alla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 84/2012/R/EEL", *Deliberazione 243/2013/R/EEL dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)*, www.autorità.energia.it.

Bortoni Guido, 23 Ottobre 2014, "Disposizioni in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili a seguito della sentenza del Consiglio di Stato-Sezione Sesta- 9 Giugno 2014, n.2936", *Deliberazione 522/2014/R/EEL dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)*, www.autorità.energia.it.

Bortoni Guido, 30 Maggio 2013, "Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza", *Deliberazione 231/2013/R/EEL dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)*, www.autorità.energia.it.

Bortoni Guido, 4 Dicembre 2014, "Precisazioni applicative in tema di trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza", *Deliberazione 599/2014/R/EEL dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI)*, www.autorità.energia.it.

Caciolli L., Gnudi R., "Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche (Prescrizioni tecniche per la connessione)", *Allegato A17, del Codice di Rete, Terna*, www.terna.it.

Carlini Enrico Maria, Fabio Massaro, Favuzza Salvatore, Ippolito Mario G. AA.VV, 2014, "Le fonti rinnovabili in Sicilia: impatti sul mercato zonale e sulla gestione del sistema elettrico", *AEIT, L'Energia Elettrica*, numero 5 – vol.91, Settembre/Ottobre.

De Francisci Luigi, 2013, "Proposta di misurazione del contributo di regolazione primaria", *Terna*, www.terna.it.

Galliani Andrea, (Direzione Mercati, Unità Produzione di energia, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, AEEGSI), “Interventi regolatori di rilievo per le fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita”, *Seminario Nextville: Mercato elettrico e vendita dell’energia, obblighi e opportunità per le FER*; Milano, 19 Marzo 2015.

GSE, 2014, “Regole tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero da parte del GSE”, *regole Tecniche del GSE*, www.gse.it.

Gubernali A., Salvati R., Zaottini R., 2008, “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”, *Allegato A15 (Revisione n.1), del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

Marchisio Andrea, (eLeMeNS), “Le forme di valorizzazione dell’energia rinnovabile”, *Seminario Nextville: Mercato elettrico e vendita dell’energia, obblighi e opportunità per le FER*; Milano, 19 Marzo 2015.

Terna, “Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione”, *Capitolo 7, del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

Terna, 2012, “Impianti di produzione fotovoltaica: requisiti minimi per la connessione e l’esercizio in parallelo con la rete AT”, *Allegato A68 (Revisione n.1), del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

Terna, 2012, “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”, *Allegato A70 (Revisione n.2), del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

Terna, 2014, “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”, *Allegato A72 (Revisione n.1), del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

Terna, 2014, “Specifiche tecniche per la verifica e la valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza”, *Allegato A73 (Revisione n.1), del Codice di Rete*, Terna, www.terna.it.

APPENDICE A

Relazioni per il calcolo dei prezzi di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza:

$$P_{Prim.Sal,z}(h) = P_{z,MGP}(h) + \frac{1}{2} \cdot \frac{\sum_{h=1}^{8760} \left\{ P_{m,Sec,MSD}^+(h) - \left[\frac{\sum_{z=1}^6 P_{z,MGP}(h) \cdot Q_{REG.SEC,z}^+(h)}{\sum_{z=1}^6 Q_{REG.SEC,z}^+(h)} \right] \right\}}{8760}$$

$$P_{Prim.Sce,z}(h) = P_{z,MGP}(h) - \frac{1}{2} \cdot \frac{\sum_{h=1}^{8760} \left\{ \left[\frac{\sum_{z=1}^6 P_{z,MGP}(h) \cdot Q_{REG.SEC,z}^-(h)}{\sum_{z=1}^6 Q_{REG.SEC,z}^-(h)} \right] - P_{m,Sec,MSD}^-(h) \right\}}{8760}$$

Dove:

h, sono le ore;

z, indica una generica zona di mercato.

APPENDICE B

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2015, (Fonte: GSE):

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2015

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito per il 2015 (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2015)
		[€/MWh]	[€/MWh]
<i>Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide</i>	fino a 2.000.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	92,5
<i>Biogas da discarica</i>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	49,0
<i>Eolica</i>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	49,0
<i>Solare fotovoltaico</i>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	39,0
<i>Idrica</i>	fino a 250.000 kWh	$(PMG_{2014} - 25) * (1 + FOI_{2014}/100) + 25$	153,5
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	$(PMG_{2014} - 25) * (1 + FOI_{2014}/100) + 25$	105,6
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	$(PMG_{2014} - 25) * (1 + FOI_{2014}/100) + 25$	66,6
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	$(PMG_{2014} - 25) * (1 + FOI_{2014}/100) + 25$	57,7
<i>Geotermica</i>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	51,3
<i>Fonti diverse dalle altre</i>	fino a 1.500.000 kWh	$PMG_{2014} * (1 + FOI_{2014}/100)$	39,0

APPENDICE C

COMPOSIZIONE TIPICA DI UNA CENTRALE FOTOVOLTAICA

